



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt**

Studie für das
Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft
Baden-Württemberg

Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2025 – sichere Nachfragedeckung auch in Extremsituationen?

Universität Stuttgart
IER und IFK

Deutsches Zentrum für
Luft- und Raumfahrt e. V.

Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2025 – sichere Nachfragedeckung auch in Extremsituationen?

im Auftrag des

Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Universität Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Heßbrühlstraße 49a

70565 Stuttgart

Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK)

Pfaffenwaldring 23

70569 Stuttgart

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik, Systemanalyse und Technikbewertung

Pfaffenwaldring 38-40

70569 Stuttgart

Autoren

IER

Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

Trung Vu, Dipl.-Wirtsch.-Ing., MBA

Annika Gillich, Dipl.-Wirtsch.-Ing.

IFK

Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens

Niclas Krämer, M. Sc.

Michael Salzinger, M. Sc.

DLR

Dr.-Ing. Hans Christian Gils

Karl-Kiên Cao, M.Sc.

Stuttgart, den 18. Dezember 2018

Management Summary

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. erstellte in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Jahr 2014 im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine **Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025** (Borggrefe et al. 2014), die im Jahr 2015 erweitert wurde (Gils et al. 2015). Diese Arbeiten sollen aufgrund neu aufgetretener Entwicklungen mit der vorliegenden Studie erneut **aktualisiert und erweitert** werden.

Ziel der Studie ist es aufzuzeigen, in welchem Maße die Versorgungssicherheit Deutschlands mit Fokus auf Süddeutschland auch auf Basis der zwischenzeitlich neu vorliegenden Informationen aus heutiger Sicht und bis zum Jahr 2025 gewährleistet ist. Versorgungssicherheit wird im Rahmen der Studie im Hinblick auf Situationen mit Kapazitätsengpässen, d. h. im Sinne der Lastdeckung, definiert. Die Systemsicherheit, d. h. der stabile Betrieb des Stromnetzes, wird nur eingeschränkt aus Sicht der Übertragungskapazitäten im Übertragungsnetz betrachtet. Neu vorliegende Informationen sind dabei insbesondere veränderte Erwartungen zu Entwicklungen im Kraftwerkspark sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern, speziell in Frankreich und Polen, aber auch die aufgetretenen Schwierigkeiten mit der Systemsicherheit im Januar 2017.

Daher werden im Rahmen dieser Studie sowohl die Leistungsbilanz (analog zu den Vorgängerstudien im Rahmen einer dynamischen Marktsimulation und einer statischen Leistungsbilanz) als auch zusätzlich die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz untersucht. Insgesamt werden zwei Szenarien in Kombination mit vier Varianten der Wetter- und Lastjahre analysiert: Im ersten Szenario werden analog der Vorgängerstudien die Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken gemäß ihrer erwarteten Lebensdauer angenommen, jedoch mit aktualisierten Daten aus öffentlichen Datenquellen und Ausbauplänen („*Szenario ohne beschleunigten Kohleausstieg*“). Das zweite Szenario „*mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ unterstellt dagegen eine beschleunigte Abnahme der Kohlekraftwerkskapazitäten ab 2021 und orientiert sich dabei an einem langsamen Ausstiegsszenario (Agora 2016), wodurch zusätzlich 6 GW Kohleerzeugungsleistung stillgelegt werden.

Ergebnisse der Marktsimulation

Die Analysen zeigen **für beide untersuchten Szenarien und deren Varianten**, dass **2025 für die Deckung der Nachfrage ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden** sind. **Einzig** in einer **Variante des Szenarios „mit beschleunigtem Kohleausstieg“** kommt es **in Deutschland in drei Stunden zu Deckungslücken**. Diese erreichen die maximale Höhe von 1,9 GW und könnten somit durch die in 2025 verfügbare Kapazitätsreserve von 2 GW gedeckt werden.

Im Hinblick auf die Leistungsbilanz in Deutschland erscheint damit **auch bei dem angenommenen beschleunigten Ausstieg aus der Kohleerzeugung die Versorgungssituation unter den gegebenen Voraussetzungen in 2025 noch beherrschbar**. Allerdings ist Deutschland dann in deutlichem Umfang auf **Importleistung aus Nachbarländern angewiesen** und eine **Kapazitätsreserve** in Höhe von 2 GW würde **tatsächlich benötigt**, auch in einer europaweiten Betrachtung. Das bedeutet, dass die heute noch durch freie Kapazitäten bestehenden inhärenten Reserven aufgebraucht sind, die eine zusätzliche Sicherheit bei unvorhergesehenen Entwicklungen bilden, und damit die **Risiken** für besonders kritische Zustände **steigen**.

Die im Vergleich zu den Vorgängerstudien optimistischere Einschätzung der Versorgungssituation ergibt sich vor allem durch aktualisierte Annahmen zum längeren Weiterbetrieb von Kraftwerken im benachbarten Ausland, insbesondere in Frankreich und Polen (insgesamt stehen 43,7 GW an Kraftwerksleistung mehr zur Verfügung, als zum Zeitpunkt der damaligen Studie erwartet worden war).

Ergebnisse Leistungsflussanalyse und Engpassmanagement

Die auf den Ergebnissen der Marktsimulation aufbauenden Leistungsflussberechnungen zeigen, dass in beiden Szenarien und allen Varianten **mit Hilfe von Engpassmanagementmaßnahmen die Systemsicherheit** aus Sicht der Übertragungskapazitäten **im Übertragungsnetz** für Deutschland und den betrachteten Nachbarländern für die Situationen mit knappen Erzeugungsleistungen **gewährleistet werden kann**. Auch in Situationen, in denen Süd- und Gesamtdeutschland in 2025 auf Auslandsimporte angewiesen sind, werden ausreichend Übertragungskapazitäten im Netz vorhanden sein, um ein sicheres Versorgungssystem zu gewährleisten. Die Berechnungen zu den Engpassmanagementmaßnahmen wurden im Hinblick auf Situationen mit Kapazitätsengpässen durchgeführt. Die Ergebnisse sind bezüglich ihrer Aussagekraft auf den Fokus der Versorgungssicherheit in diesen Situationen beschränkt und können von der realen Umsetzung des Engpassmanagements durch die Übertragungsnetzbetreiber abweichen. Auch zu anderen Situationen, die die Systemsicherheit gefährden könnten, beispielsweise bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus Norddeutschland, können keine Aussagen getroffen werden.

Der temporäre **Verlust der (n-1)-Netzicherheit im Januar 2017** wurde durch Maßnahmen hervorgerufen, die auf Engpassprognosen basierten, welche die eingetretene Situation nicht korrekt voraussagten. Dies unterstreicht auch der Befund, dass in den relevanten Stunden sowohl noch freie Erzeugungsleistungen am Markt als auch noch freie Kapazitäten der Netzreserve vorhanden waren. Trotz der Anpassungen der Engpassprognose durch die Übertragungsnetzbetreiber kann ein **Auftreten ähnlicher Situationen** für den realen Betrieb **in der Zukunft nicht ausgeschlossen** werden.

Ergebnisse der statischen Leistungsbilanz

Süddeutschland weist bereits **heute** ein **Bilanzdefizit von 9,1 GW** ohne Berücksichtigung der vorhandenen Netzreserve auf (das sich durch die Netzreserve auf ein Defizit von 3,3 GW verringert). Es ist somit bereits heute **von Importen aus Norddeutschland und/oder den europäischen Nachbarn abhängig**. Die verfügbaren Bilanzüberschüsse aus Norddeutschland nehmen aber mit der Zeit ab. **Ab 2019** wird dann **zusätzlich Leistung aus dem benachbarten Ausland** zur sicheren Nachfragedeckung benötigt. Um eine **autarke Versorgung** zu gewährleisten, könnten **in 2019** die Reserveleistungen der **Sicherheitsbereitschaft aus Norddeutschland von 2,7 GW** und der **Kapazitätsreserve von 2 GW** eingesetzt werden. Danach wäre zusätzlich **Netzreserve** notwendig - sofern sie in heutiger Höhe weiter verfügbar wäre -, die jedoch eigentlich nicht für diesen Zweck vorgehalten wird. Sollte die Kapazitätsreserve erst nach 2019 zur Verfügung stehen, müsste die Netzreserve bereits 2019 in entsprechender Höhe eingesetzt werden, damit für Süddeutschland die Leistungsbilanz national gedeckt werden könnte. In beiden Szenarien würde **ab 2023** diese nationale Alternative der Nutzung der Reservekapazitäten für eine gesicherte Lastdeckung nicht mehr ausreichen, so dass in jedem Fall Importe aus dem Ausland zur sicheren Vermeidung eines Bilanzdefizits notwendig sind. **Bei einem beschleunigten Kohleausstieg** benötigt Süddeutschland **2025 bis zu 16 GW Importkapazität aus dem benachbarten Ausland** zur sicheren Lastdeckung (ohne Berücksichtigung von Reservekapazitäten). Diese sind bei 17,2 GW Nettotransferkapazitäten laut Netzentwicklungsplan (NEP 2015) grundsätzlich auch realisierbar, sofern die Erzeugungsleistungen vorhanden sind und von den Nachbarländern zur Verfügung gestellt werden.

Sowohl Süddeutschland als auch **Gesamtdeutschland** werden für eine gesicherte Leistungsbilanz **ab 2019** entweder auf die **vorhandene Sicherheitsbereitschaft von 2,7 GW und die Kapazitätsreserve von 2 GW**, **ab 2020 zusätzlich auch** auf entsprechende **Stromimporte aus dem Ausland** angewiesen sein. Alternativ könnten auch **ab 2020 als Kapazitätsreserve genutzte Netzreservekapazitäten** in entsprechender Höhe aushelfen, die aber eigentlich für andere Zwecke vorgehalten werden. Im Fall einer späteren Verfügbarkeit der Kapazitätsreserve müsste die Netzreserve bereits ab 2019 hierfür eingesetzt werden. Bis **2025** steigt das Defizit für Gesamtdeutschland im Fall des beschleunigten Kohleausstiegs auf 17,9 GW, das bei angenommenen 30,7 GW Nettotransferkapazitäten grundsätzlich **durch Importe aus dem benachbarten Ausland abzudecken** ist. Ob die Nachbarländer die von Deutschland benötigten Erzeugungsleistungen zur Verfügung stellen können und werden, wurde in der Untersuchung nicht überprüft. Entsprechende Regelungen zur Sicherung dieser Leistung sind nach unserer Kenntnis bislang nicht vorhanden.

Für den **Gesamtverbund der betrachteten europäischen Länder** ist auch anhand der statischen Leistungsbilanz eine **Leistungsunterdeckung bis 2025 nicht zu erwarten**. Ohne gesonderte Analyse von Netzrestriktionen gilt dies selbst im unwahrscheinlichen Fall, dass die Höchstlasten aller Länder gleichzeitig auftreten. Unter dieser Annahme ergibt sich auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg für alle Lastfälle ein abnehmender aber weiterhin vorhandener Bilanzüberschuss bis 2025.

Im Rahmen der statischen Leistungsbilanz wurde nicht überprüft, ob die in den betrachteten Ländern vorhandenen freien Kapazitäten zur Nachfragedeckung in hier nicht betrachteten Nachbarländern eingesetzt werden. Das bedeutet, dass die Ergebnisse nur gültig sind, wenn

aus diesen Ländern keine höheren Leistungsanforderungen an die Länder des Betrachtungsraums gestellt werden, als die noch verfügbare freie Erzeugungsleistung in diesem gesamten Raum.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|---------------|
| MANAGEMENT SUMMARY | I |
| Inhaltsverzeichnis..... | vi |
| Abbildungsverzeichnis..... | viii |
| Tabellenverzeichnis..... | ix |
| 1 ZIELSETZUNG UND GLIEDERUNG | 1 |
| Zielsetzung | 1 |
| Gliederung | 2 |
| 2 MOTIVATION, SZENARIEN, ANNAHMEN UND ANALYSE DES WINTERS 2017 | 3 |
| Das Wichtigste vorab | 3 |
| Rückblick auf die Versorgungssituation im Januar 2017 | 4 |
| Szenarien und Varianten | 4 |
| Annahmen | 5 |
| 3 ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATION..... | 9 |
| Das Wichtigste vorab | 9 |
| Methodik | 10 |
| Modellkonfiguration | 10 |
| Ergebnisse | 11 |
| 4 LEISTUNGSFLÜSSE UND ENGPASSMANAGEMENT IM ÜBERTRAGUNGSNETZ..... | 14 |
| Das Wichtigste vorab | 14 |
| Methodik | 14 |

| | |
|---|---------------|
| Annahmen | 18 |
| Ergebnisse | 19 |
| Robustheit der Ergebnisse | 25 |
| Fazit | 26 |
| 5 STATISCHE LEISTUNGSBILANZ..... | 28 |
| Das Wichtigste vorab | 28 |
| Annahmen für die statischen Leistungsbilanzen..... | 29 |
| Ergebnisse der statischen Leistungsbilanz | 31 |
| 6 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT | 40 |
| ANHANG..... | 43 |
| LITERATURVERZEICHNIS..... | 46 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1-1: Vorgehensweise der Untersuchung | 2 |
| Abbildung 2-1: Vergleich der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland in der Vorgängerstudie und nach der Aktualisierung für die Jahre 2017 und 2025 | 6 |
| Abbildung 2-2: Vergleich der Photovoltaik- und Windkraftkapazitäten in der Vorgängerstudie und nach der Aktualisierung für das Jahr 2025 in Deutschland, Frankreich und Italien | 8 |
| Abbildung 2-3: Vergleich der Photovoltaik- und Windkraftkapazitäten in der Vorgängerstudie und nach der Aktualisierung für das Jahr 2025 in den weiteren Ländern des Untersuchungsgebiets | 8 |
| Abbildung 4-1: Vorgehensweise für die Berechnung des notwendigen Engpassmanagements | 15 |
| Abbildung 4-2: Beispielhaftes Ergebnis für die regionalisierte Leistungsflussberechnung auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation („ <i>Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg</i> “, Stunde mit der maximalen Flowgate-Auslastung). Die Breite der Pfeile entspricht dem absoluten Leistungsfluss, die Farbe der relativen Auslastung | 17 |
| Abbildung 4-3: Ergebnis für die regionalisierte Leistungsflussberechnung nach Berechnung und Berücksichtigung der EM-Maßnahmen für die in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 dargestellte Stunde. Die Breite der Pfeile entspricht dem absoluten Leistungsfluss, die Farbe der relativen Auslastung | 17 |
| Abbildung 4-4: Durchschnittliche Engpassmanagementleistung je Region für das „ <i>Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg (ohne Ultranet)</i> “ | 21 |
| Abbildung 4-5: Durchschnittliche Engpassmanagementleistung je Region für das „ <i>Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg (ohne Ultranet)</i> “ | 22 |
| Abbildung 4-6: Maximale relative Auslastung der Flowgates in Abhängigkeit von der Einspeisung aus EE- Anlagen für das „ <i>Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg (ohne Ultranet)</i> “. Die rote gestrichelte Linie zeigt die maximal zulässige Auslastung in Höhe von 70% | 25 |
| Abbildung 5-1: Statische Leistungsbilanzen für Süddeutschland: „ <i>Basisszenario ohne und mit beschleunigtem Kohleausstieg</i> “ | 31 |
| Abbildung 5-2: Statische Leistungsbilanzen für Gesamtdeutschland: „ <i>Basisszenario ohne und mit beschleunigtem Kohleausstieg</i> “ | 34 |
| Abbildung 5-3: Statische Leistungsbilanzen für Deutschland + Nachbarländer + Norwegen + Schweden + Italien: „ <i>Basisszenario ohne und mit beschleunigtem Kohleausstieg</i> “ | 38 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 2-1: Zuordnung der Last- und Wetterdaten zu den berechneten Varianten der beiden Szenarien | 5 |
| Tabelle 3-1: Ergebnisübersicht REMix für Gesamtdeutschland | 11 |
| Tabelle 4-1: Minimales ungenutztes positives Redispatchpotential und genutztes positives Redispatchpotential zur gleichen Stunde (jeweils Summe aller Regionen der betrachteten Länder Europas, ohne Ultranet) | 22 |
| Tabelle 4-2: Maximale positive Redispatchleistung und ungenutztes positives Redispatchpotential zur gleichen Stunde (jeweils Summe aller Regionen der betrachteten Länder Europas, ohne Ultranet)..... | 23 |
| Tabelle 4-3: Benötigte Netzreserve in Stunden mit Deckungslücke in der Marktsimulation bei Begrenzung der Flowgate-Auslastung auf 50% für das „ <i>Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg (ohne Ultranet)</i> “ | 26 |
| Tabelle 5-1: Übersicht der Annahmen der Basisszenarien zur Berechnung der statischen Leistungsbilanz (Borggreffe et al. 2014) | 30 |
| Tabelle 5-2: Höchstlast, Gesicherte Leistung und Bilanz von Süddeutschland [GW] | 32 |
| Tabelle 5-3: Höchstlast, Gesicherte Leistung und Bilanz von Gesamtdeutschland [GW] | 35 |
| Tabelle 5-4: Erläuterung der unterschiedlichen Lastfälle (Borggreffe et al. 2014) | 36 |
| Tabelle 5-5: Höchstlast, Gesicherte Leistung und Bilanz von Deutschland + Nachbarländer + Norwegen + Schweden + Italien [GW] | 39 |

1 Zielsetzung und Gliederung

Zielsetzung

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) erstellte in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) im Jahr 2014 im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 (Borggreve et al. 2014), die im Jahr 2015 nochmals erweitert wurde (Gils et al. 2015).

Aufgrund neu aufgetretener Entwicklungen sollen diese Arbeiten mit der vorliegenden Studie erneut aktualisiert und erweitert werden. Dabei werden insbesondere zwischenzeitlich neu vorliegende Informationen, die veränderte Entwicklungen sowohl im Kraftwerkspark in Deutschland als auch in den Nachbarländern, insbesondere Frankreich und Polen, erwarten lassen, aber auch die aufgetretenen Schwierigkeiten mit der Netzsicherheit im Januar 2017 berücksichtigt. Konkret sind in Deutschland marktbedingt eine größere Anzahl älterer Kraftwerke stillgelegt worden, die jedoch in erheblichem Umfang der Netz- bzw. Kapazitätsreserve sowie der Sicherheitsbereitschaft zugewiesen wurden und somit weiterhin als Leistung, wenn auch außerhalb des Markts, zur Verfügung stehen. Andererseits sind auch einige Bauprojekte weiter fortgeschritten, so dass hier absehbar zusätzliche Erzeugungskapazitäten erwartet werden können. Die Datenbasis bildet hier die Kraftwerksliste (BNetzA 2017a) und die Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der BNetzA (BNetzA 2018a) sowie eine aktuelle Studie „Kraftwerkspark in Deutschland“ des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2018). Darüber hinaus liegen Informationen zu Frankreich vor, die eine in den o. a. Studien angenommene Stilllegung älterer Anlagen aufgrund der in diesen Ländern ebenfalls knapp werdenden Erzeugungskapazitäten aus Kernkraftwerken nicht mehr in diesem Zeitraum erwarten lassen (World Nuclear Association 2018). Auch in Polen kann eine höhere Lebensdauer von Kohlekraftwerken erwartet werden (ENTSO-E 2016a, Markewitz 2016).

Im Januar 2017 trat im deutschen Übertragungsnetz, vornehmlich in den Regelzonen von *Amprion* und *TransnetBW*, ein temporärer Verlust der (n-1) Sicherheit¹ im Übertragungsnetz auf (BNetzA 2017b). Die Analyse der damals aufgetretenen Situation lässt erkennen, dass zu diesem Zeitpunkt kein Kapazitätsproblem vorhanden war, da noch ausreichend freie Erzeu-

¹ Ein Netz ist (n-1)-sicher, wenn bei einem Ausfall von einem beliebigen Netzbetriebsmittel (z. B. Leitung, Kraftwerk, Transformator etc.) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

gungskapazitäten sowohl im Markt als auch als Reserven bei den Netzbetreibern zur Verfügung standen. Es könnte jedoch ein Hinweis darauf sein, dass die freien Reserven im Netz so ungünstig verteilt waren, dass dennoch eine Erreichung eines (n-1)-sicheren Netzbetriebs nicht möglich war.

Diese Entwicklungen legen eine Neubewertung der Ergebnisse der o. a. Studien unter Berücksichtigung dieser zwischenzeitlich vorliegenden Informationen nahe. Insbesondere müssen – anders als in den beiden bisherigen Studien – die Leistungsflüsse auf eine sichere Realisierbarkeit im Netz untersucht werden. Dies stellt dann neben dem Update der o. a. Studien die wesentliche methodische Erweiterung in dieser Studie dar.

Gliederung

Zur Erreichung der beschriebenen Ziele gliedert sich die Studie wie folgt (vgl. *Abbildung 1-1*):

Kapitel 2 stellt die aus der Zielsetzung folgenden Annahmen und Szenarien dieser Studie vor. Diese stellen die Grundlagen für die durchgeführten Untersuchungen dar.

Bei der Untersuchung wird zunächst eine Marktsimulation von Deutschland unter Berücksichtigung der Nachbarländer mit einem europäischen Strommarktmodell durchgeführt. Diese wird in **Kapitel 3** vorgestellt. Dabei werden zunächst – entsprechend der Vorgehensweise im Markt – Reservekapazitäten und Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands vernachlässigt. Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern werden in Form von Nettotransferkapazitäten im Modell mitberücksichtigt.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Marktsimulation wird dann in **Kapitel 4** über eine Berechnung der **Leistungsflüsse sowie der Engpassmanagementmaßnahmen** untersucht, ob sich hieraus kritische Situationen im Übertragungsnetz ergeben und inwiefern diese beherrschbar sind.

In **Kapitel 5** werden die in den vorhergehenden Studien (Borggreffe et al. 2014, Gils et al. 2015) aufgestellten statischen Leistungsbilanzen für Süddeutschland, Deutschland und Europa anhand der neu vorliegenden Informationen zur Entwicklung der Erzeugungskapazitäten aktualisiert und diskutiert, welche Erkenntnisse aus der Netzbetrachtung hier zusätzlich zu berücksichtigen wären.

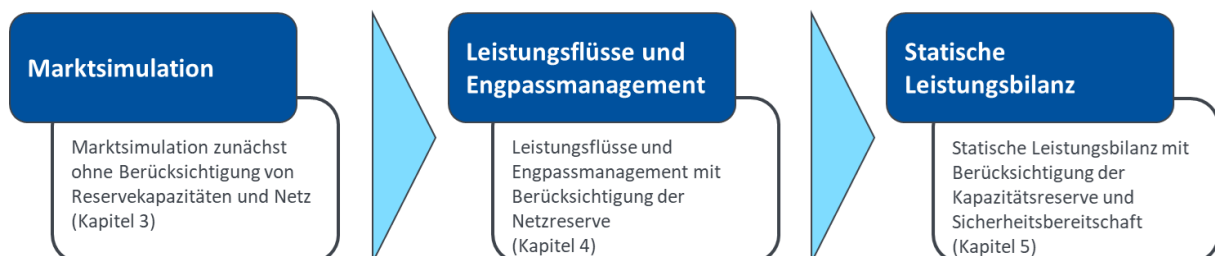


Abbildung 1-1: Vorgehensweise der Untersuchung

Abschließend wird in **Kapitel 6** eine Zusammenfassung gegeben und ein Fazit gezogen.

2 Motivation, Szenarien, Annahmen und Analyse des Winters 2017

Das Wichtigste vorab

Die aufgrund mehrerer kumulativer Ereignisse im Januar 2017 aufgetretenen kritischen Zustände im Übertragungsnetz sind nicht auf eine Knappheit an Erzeugungskapazität zurückzuführen, da die öffentlich verfügbaren Informationen (*siehe Annahmen*) zur verfügbaren Erzeugungskapazität zeigen, dass sowohl freie Erzeugungsleistung am Markt wie auch freie Leistung aus Kraftwerken der Sicherheitsbereitschaft und Netzreserve verfügbar waren.

Dies lässt die Folgerung, dass die kritischen Zustände durch Kapazitätsengpässe auf der Erzeugungsseite verursacht wurden, nicht zu. Es ist vielmehr wahrscheinlicher, dass sich im Netz kritische Leistungsflüsse eingestellt haben, die auf die ungünstige räumliche Verteilung von Erzeugungsleistung und Nachfrage zurückzuführen sind. Aus diesem Grund erfolgt bei dieser Studie in Erweiterung zu den vorherigen Studien eine Leistungsflussanalyse, um auch diese Effekte zu berücksichtigen.

Im Hinblick auf die Datenaktualisierung ist festzuhalten, dass sich aufgrund seit dem Erscheinen der Vorgängerstudien verfügbarer aktuellerer Informationen aus verschiedenen Quellen sich die in Deutschland verfügbare steuerbare Leistung im Jahr 2017 in Summe geringfügig erhöht hat (+1,2 GW, Summe aus gegenläufigen Effekten aus längerem Betrieb einiger Blöcke als angenommen und Stilllegungen/Überführungen in Reserven), während sie für das Jahr 2025 niedriger (-2,9 GW) ausfällt. Wesentlich größere Veränderungen ergeben sich für das benachbarte Ausland, wo in Summe deutlich mehr steuerbare Leistung zur Verfügung steht (43,7 GW in 2025), was vor allem auf einen angenommenen längeren Betrieb der Kernkraftwerke in Frankreich zurückzuführen ist, da sich die dort angekündigte Reduktion der Kernenergieverstromung verschiebt. Auch die Annahmen zu Ausbau von Windkraft und Photovoltaik (PV) wurde für Deutschland und die Nachbarländer überarbeitet: Während die Änderungen in den Annahmen zum Zubau in Deutschland verhältnismäßig gering sind, fallen die auf Basis aktuellerer Informationen neu getroffenen Zubauannahmen bis 2025 für die Nachbarländer in Summe für Windkraft um 22 GW niedriger, für PV um etwa denselben Betrag höher aus.

Rückblick auf die Versorgungssituation im Januar 2017

Anfang des Jahres 2017 herrschten insbesondere in Mittel- und Westeuropa niedrige Temperaturen, die teilweise unter dem Gefrierpunkt lagen. Dadurch stieg die Spitzenlast in Frankreich auf bis zu 95 GW an. Zudem waren fünf Kernkraftwerke in Frankreich mit einer Leistung von in Summe 5,5 GW wegen Wartungs- und Prüfarbeiten nicht verfügbar. Hierdurch entstand ein hohes Leistungsdefizit in Frankreich, die Stromimporte stiegen auf sehr hohe Werte an. Der französische Staat rief (zuzüglich zu den Importen) die Bevölkerung zum Stromsparen auf und schaltete verfügbare Lasten ab, um die bereits angespannte Situation nicht weiter zu verschärfen (BNetzA 2017b).

In Deutschland wiederum herrschten ebenfalls unübliche Lastsituationen: Gründe hierfür sind eine relativ niedrige Stromerzeugung aus Windkraft Mitte Januar 2017 (BNetzA 2018b), die Nichtverfügbarkeit einiger großer Kraftwerksblöcke in Süddeutschland, darunter Philippsburg 2 (Nennleistung: 1,4 GW), und die begrenzte Einsatzfähigkeit der Steinkohlekraftwerke im Süden aufgrund niedriger Kohlelagerbestände, die aus hohen Redispatchanforderungen und Engpässen beim Kohletransport (durch anhaltendes Niedrigwasser in der Regelzone TransnetBW) resultierten (BNetzA 2017b). Dies führte zu erhöhten Kraftwerkserzeugungsleistungen in Nordrhein-Westfalen und Stromtransport nach Baden-Württemberg, der die Lastflusssituation weiter zuspitzte. Am 18. Januar wurde zur Beherrschung der Situation eine erhöhte Aktivierung von Netzreservekapazitäten angefragt (maximal angeforderte Leistung: 3,3 GW), um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Versorgungssystems aufrechtzuerhalten. In den Regelzonen Amprion und TransnetBW konnte das Übertragungsnetz in Folge in einigen Stunden dennoch nicht (n-1)-sicher betrieben werden. Mithilfe der Netzreserve konnte (n-1)-Sicherheit jedoch wiederhergestellt werden (BNetzA 2017b).

Trotz der angespannten Situation wurde die gesamte vorgehaltene Netzreserve in Höhe von 5,4 GW für den Winter 2016/2017 nicht vollständig abgerufen (BNetzA 2017b). Des Weiteren lässt sich auf Basis der Informationen aus (BNetzA 2018b) für den betroffenen Tag feststellen, dass bei einer maximal vorherrschenden Last in Höhe von 75 GW, bei einer realisierten Erzeugung von bis zu 77 GW und bei einer installierten Leistung von 206 GW, wovon 104 GW aus konventionellen Kraftwerken (inklusive Reservekapazitäten) bestehen, ausreichend freie Kapazität am Markt und Reservekapazitäten vorhanden waren. Eine Knappheit an Erzeugungskapazitäten war damit nicht die Ursache dieser Situation. Dies bedeutet jedoch, dass im Hinblick auf die Frage der Versorgungssicherheit unbedingt auch die sich im Übertragungsnetz einstellenden Lastflüsse zu berücksichtigen sind. Dies erfolgt in Kapitel 4.

Szenarien und Varianten

Im Rahmen dieser Studie werden zwei Szenarien untersucht. Das erste Szenario berücksichtigt die Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten bis 2025, die auf öffentlichen Datenquellen und Ausbauplänen (*siehe Annahmen*) beruhen und die konventionellen Kraftwerke nach erwarteter Lebensdauer stillgelegt werden („*Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg*“). Beim zweiten Szenario wird ein Kohleausstieg und somit zusätzliche Stilllegungen von Kohlekraft-

werke ab 2021 gemäß der Agorastudie (Agora 2016, Seite 68 Abbildung 22) unter der Rahmenbedingungen eines „langsamen Ausstiegs“ bis 2045 („*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“) angenommen. Ein beschleunigter Kohleausstieg würde bedeuten, dass ab 2021 bis 2025 ca. 3 GW Kohleerzeugungsleistung jährlich unabhängig von ihrem Alter stillgelegt werden. Die Reihenfolge der Stilllegungen wird durch die spezifischen CO₂-Emissionswerte der Kohlekraftwerke definiert. Kraftwerke mit höheren Emissionswerten werden zuerst stillgelegt. Für das Jahr 2025 ergibt sich eine Differenz von netto 6 GW Kohlekraftwerkskapazitäten zwischen den beiden Szenarien. Für jedes der Szenarien mit und ohne beschleunigten Kohleausstieg werden gemäß der Vorgängerstudie (Gils et al. 2015) jeweils vier Varianten betrachtet, die sich in den angenommenen stündlichen Zeitreihen der Wind- und Photovoltaikstromerzeugung bzw. der Nachfrage unterscheiden. In der *Basisvariante* (in späteren Kapiteln auch als „*Basisszenario*“ bezeichnet) wird für die Stromerzeugung aus erneuerbare Energien (EE) das durchschnittliche Wetterjahr 2006 betrachtet, für die Nachfrage das eher kalte Wetterjahr 2012. Letzteres führt zu größeren Nachfragespitzen im Winter, die auch zeitgleich im gesamten Untersuchungsgebiet auftreten. Abweichend davon wird analog der Vorgängerstudie (Gils et al. 2015) in der Variante *Last 2014* der Verlauf der Nachfrage des Jahres 2014 angenommen. Die beiden weiteren Varianten *Wetter 2009* und *Wetter 2010* berücksichtigen eine geringere Wind- und Photovoltaikstromerzeugung. Diese fiel im Jahr 2010 über das gesamte Jahr unterdurchschnittlich aus, im Jahr 2009 war sie insbesondere in den Wintermonaten gering. Tabelle 2-1 ordnet die Last- und Wetterdaten zu den jeweiligen Varianten der beiden betrachteten Szenarien zu.

Tabelle 2-1: Zuordnung der Last- und Wetterdaten zu den berechneten Varianten der beiden Szenarien

| | Basis | Last 2014 | Wetter 2009 | Wetter 2010 |
|------------|-------|-------------|-------------|-------------|
| Lastjahr | 2012 | 2014 | 2012 | 2012 |
| Wetterjahr | 2006 | 2006 | 2009 | 2010 |

Annahmen

Ausgangspunkt für alle Annahmen sind die Vorgängerstudien (Borggreffe et al. 2014, Gils et al. 2015). Um den Entwicklungen seither Rechnung zu tragen, werden folgende Aktualisierungen bei den Annahmen zur Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks sowie beim Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen vorgenommen.

Für die Aktualisierung des konventionellen Kraftwerksparks (dieser beinhaltet hier auch Pumpspeicher und Kernkraftwerke) werden folgende Quellen verwendet:

- Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 07.11.2017 für Deutschland (BNetzA 2017a)
- ENTSO-E MAF, Stand 2016 für das Ausland (ENTSO-E 2016a)
- Stilllegungsdaten zu Kraftwerksblöcken, die nach §13g Energiewirtschaftsgesetz in Sicherheitsbereitschaft überführt werden (EnWG 2017)
- Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur (KWSAL), Stand 13.04.2018 (BNetzA 2018a)

- BDEW Studie „Kraftwerkspark in Deutschland“, veröffentlicht am 27.04.2018 (BDEW 2018)

In den vorherigen Studien wurden Annahmen zu den technischen Lebensdauern der unterschiedlichen Kraftwerkstypen getroffen. Diese Annahmen wurden im Grundsatz beibehalten, aber bei Vorliegen abweichender konkreter Informationen aus o. a. Quellen entsprechend angepasst. Dies betrifft zum einen Kraftwerke, die explizit zur Stilllegung angemeldet wurden, obwohl sie in den Vorgängerstudien aufgrund des Alters noch als verfügbar angenommen wurden bzw. Neubauprojekte, deren Inbetriebnahmedaten sich explizit aus o. a. Quellen neu ergeben. Weitere Kapazitätswachse sind nur für Wind- und Photovoltaik angenommen. Da sich die Annahme der technischen Lebensdauern für den jeweiligen Kraftwerkstyp dynamisch aus historischen Abschaltzeiten vergleichbarer Anlagen berechnet, wurden auf Basis der neuen statistischen Daten auch diese geringfügig angepasst.

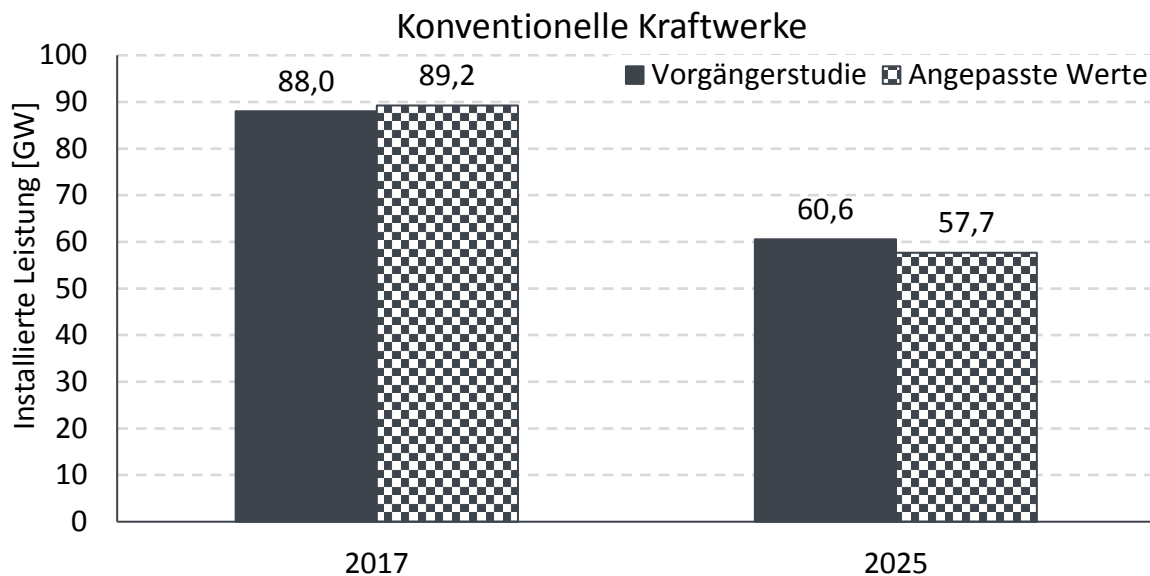


Abbildung 2-1: Vergleich der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland in der Vorgängerstudie und nach der Aktualisierung für die Jahre 2017 und 2025

Durch die Aktualisierung hat sich die verfügbare Leistung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland für das Jahr 2017 um 1,2 GW leicht erhöht (von 88,0 GW in der alten Studie auf 89,2 GW in der neuen Studie, Stand 07.11.2017 nach (BNetzA 2017a), siehe Abbildung 2-1. Dies ist unter anderem auf Kraftwerke zurückzuführen, die länger in Betrieb waren, als noch in der alten Studie angenommen. Gegenläufige Effekte liegen mit Reduktionen des Kraftwerksparks jedoch auch vor, zum Beispiel durch Kraftwerke, die in die Netzreserve überführt wurden oder die laut KWSAL früher stillgelegt wurden als in den Vorgängerstudien erwartet (-3,8 GW). In Summe ist die Reduktion allerdings geringer als der Leistungszuwachs, sodass sich in Summe eine leichte Leistungserhöhung ergibt.

Die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland für das Jahr 2025 hat sich im Vergleich zur Vorgängerstudie um 2,9 GW reduziert (von 60,6 GW auf 57,7 GW), siehe Abbildung 2-1. Eine Erhöhung der installierten Leistung für das Jahr 2025 ergibt sich hauptsächlich durch neue Annahmen über Zubauprojekte aus der BDEW Studie (+2 GW), Reduktionen der installierten

Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2025 – Motivation, Szenarien, Annahmen und Analyse des Winters 2017

Leistung ergaben sich durch Kraftwerke, die in Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft gingen, sowie angekündigte Stilllegungen nach KWSAL (-2,9 GW ggü. dem Stand von (BNetzA 2017a)).

Die installierte Leistung im betrachteten Ausland (deutsche Nachbarländer sowie Norwegen, Schweden und Italien) ist in Summe mit ca. 40 GW deutlich höher für beide Jahre, 2017 und 2025. Dies beruht hauptsächlich auf den aktuelleren Informationen der ENTSO-E (ENTSO-E 2016a), sowie der Annahme einer längeren Laufzeit für existierende Kernkraftwerke in Frankreich.

Die Aktualisierung der Ausbauzahlen von Windkraft und Photovoltaik erfolgt auf Basis aktueller Szenarien für Deutschland bzw. Europa:

- für die Entwicklung in Deutschland werden die Zahlen des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom (NEP 2019) verwendet,
- für die betrachteten Nachbarländer das EU-Reference-Szenario 2016 (Capros et al. 2016).

Da die dort für das Jahr 2025 angenommenen installierten Photovoltaikleistungen in manchen Ländern bereits heute erreicht sind, erfolgen ausgewählte individuelle Anpassungen unter der Annahme eines moderaten weiteren Ausbaus. Dies betrifft die Länder Dänemark, Polen und Schweden. In der Summe wird dort gegenüber dem Reference Szenario eine um 700 MW höhere Leistung angenommen. Für die im EU-Reference-Szenario nicht berücksichtigte Schweiz wird unter abgeschwächter Fortschreibung des Trends ein Ausbau von 1,7 GW in 2016 auf 2,5 GW in 2025 angenommen (BFE 2017).

Die Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3 zeigen die Anpassungen in den angenommenen installierten Leistungen gegenüber den Vorgängerstudien für das Jahr 2025. Es zeigt sich, dass sich bei der Windenergie im Ausland tendenziell geringere Werte ergeben, insbesondere in Frankreich, Italien und den Niederlanden, wohingegen bei der Photovoltaik i. d. R. höhere Werte resultieren. Die Unterschiede in Deutschland fallen dagegen vergleichsweise gering aus.

Über das gesamte Untersuchungsgebiet zeigt sich bei der Windkraft ein Rückgang von 139 GW auf 123 GW an Land und von 38 GW auf 32 GW auf See, während die installierte Photovoltaikleistung von 103 GW auf 125 GW ansteigt.

Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2025 – Motivation, Szenarien, Annahmen und Analyse des Winters 2017

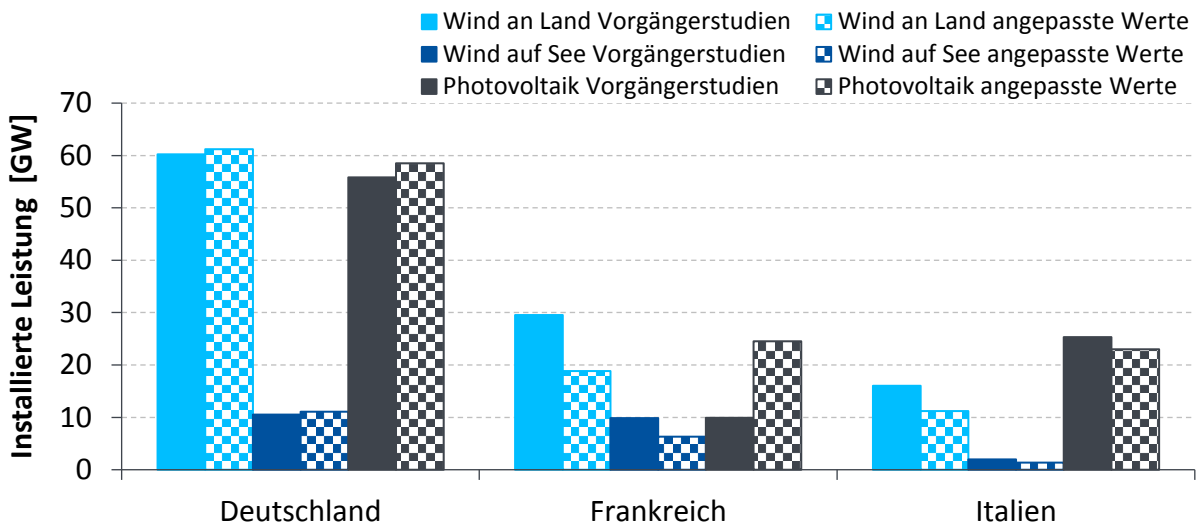


Abbildung 2-2: Vergleich der Photovoltaik- und Windkraftkapazitäten in der Vorgängerstudie und nach der Aktualisierung für das Jahr 2025 in Deutschland, Frankreich und Italien

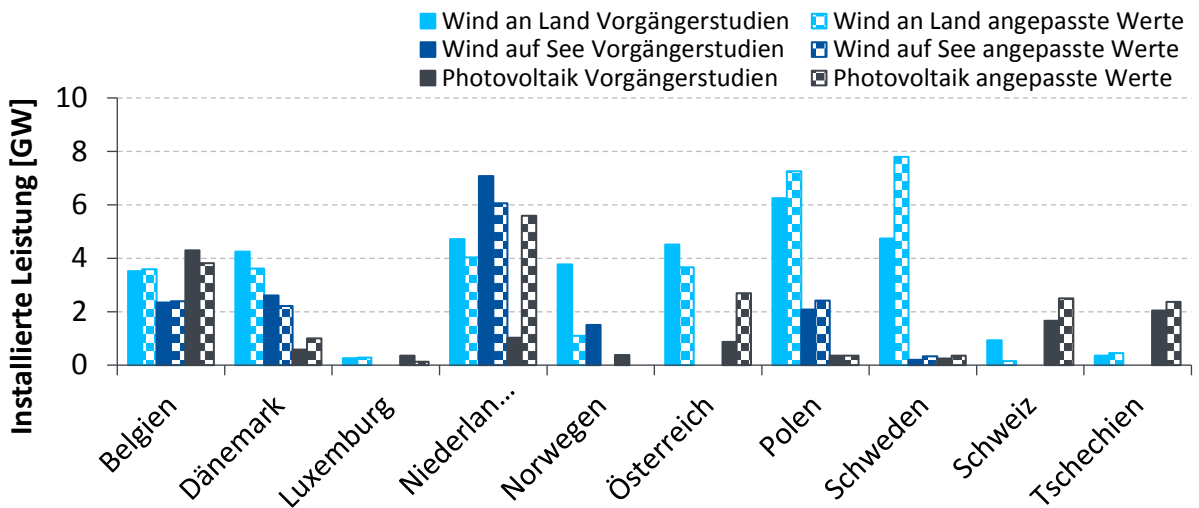


Abbildung 2-3: Vergleich der Photovoltaik- und Windkraftkapazitäten in der Vorgängerstudie und nach der Aktualisierung für das Jahr 2025 in den weiteren Ländern des Untersuchungsgebiets

3 Ergebnisse der Marktsimulation

Das Wichtigste vorab

Die europäische Strommarktsimulation hat das Ziel zu ermitteln, ob in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2025 und unter den getroffenen Annahmen die in jeder Stunde des Jahres 2025 verfügbare Erzeugungsleistung zur Deckung der Nachfrage ausreicht. Zeitliche Variationen liegen dabei bei der Erzeugung von Strom mittels Windturbinen, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken, bei der Nachfrage, sowie bei ungeplanten Ausfällen konventioneller Kraftwerke vor. Während anders als in der Leistungsflussanalyse (Kapitel 4) innerhalb Deutschlands keine Netzbeschränkungen betrachtet werden, erfolgt eine Berücksichtigung der internationalen Kuppelkapazitäten.

Die Ergebnisse der Modellsimulation zeigen, dass es nur im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ und in einer der Varianten von Wetter- und Lastjahr zu Deckungslücken kommt. Diese treten in drei Stunden des Jahres in jeweils einer Modellregion in Bayern bzw. Nordrhein-Westfalen auf und belaufen sich in Summe auf maximal 1,9 GW. Gegebenenfalls verfügbare Stromerzeugungskapazitäten von Kraftwerken, die der Kapazitäts- oder Netzreserve zugeordnet sind, werden dabei nicht berücksichtigt. Da ab 2019 alleine die Kapazitätsreserve 2 GW umfassen soll, kann angenommen werden, dass mit Hilfe dieser Reserve eine Lastdeckung erreicht werden kann.

Insgesamt scheint die Versorgungssicherheitssituation aus dieser Perspektive auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg in Deutschland beherrschbar, allerdings wird in kritischen Situationen ein Leistungsimport aus dem Ausland, wo freie Leistung entsprechend der Modellsimulationen verfügbar wäre, benötigt. Zudem ist bereits ohne Berücksichtigung von Redispatch-Maßnahmen der Einsatz von Reservekraftwerken erforderlich, da die im Modell berücksichtigten, am Markt verfügbaren Erzeugungskapazitäten nicht in allen Stunden des Jahres eine vollständige Lastdeckung gewährleisten können. Insgesamt besteht damit keine Überkapazität mehr, so dass die informellen Leistungsreserven des Systems nicht mehr bestehen und alle unerwarteten Abweichungen im Betrieb durch die von den Netzbetreibern akquirierten Systemdienstleistungen abzufangen sind. Das Risiko von kritischen Situationen aufgrund unerwarteter Ereignisse nimmt also zu.

Methodik

Die Marktsimulation basiert auf der Anwendung des Energiesystemmodells REMix. Dieses wurde in den letzten zwölf Jahren am DLR als ein Instrument für die vertiefende Szenarienanalysen und -validierung entwickelt. Anhand des Modells wurden zahlreiche Studien sowohl für Bundes- und Länderebene als auch im internationalen Umfeld erstellt.

Das auf einem kostenminimierenden Ansatz basierende Modell kann einerseits die Konkurrenz verschiedener erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugungsquellen abbilden sowie den notwendigen Einsatz von Flexibilitätsoptionen ermitteln. Andererseits ermöglicht es, anhand einer Ausbauoptimierung von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten ein kostenoptimiertes Energiesystem abzuleiten. REMix ist ein Instrumentarium, in dem alle relevanten Ausgleichsoptionen einschließlich der Kopplung von Strom- und Wärmebedarf auf europäischer Ebene abgebildet sind. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in (Gils et al. 2017).

Modellkonfiguration

Das REMix-Modell wird im Wesentlichen wie in der Vorgängerstudie (Gils et al. 2015) konfiguriert. Gemäß der Fokussierung auf die Untersuchung der Versorgungssicherheit erfolgen eine technologisch vereinfachte Abbildung des Systems und keine explizite Betrachtung der Sektorenkopplung durch elektrische Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge. Für Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung wird der zu deckende Wärmebedarf nicht im Modell abgebildet; vielmehr wird angenommen, dass diese Anlagen mit ihrer gesamten Leistung für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen, und ein Wärmebedarf ggf. aus Heizwerken gedeckt werden kann. Diese Annahmen können im Hinblick auf kritische Situationen der Versorgungssicherheit getroffen werden, da diese Aktivierung zusätzlicher Stromerzeugungsleistung grundsätzlich möglich ist. Details zur hier genutzten Konfiguration des Modells sind in (Gils et al. 2018) dokumentiert.

Abweichend von der Vorgängerstudie werden in dieser Studie keine Netzbeschränkungen zwischen den 18 Regionen in Deutschland berücksichtigt. Dies ergibt sich aus der nachfolgenden detaillierten Lastflussanalyse für das Übertragungsnetz. Für den Stromtransport zwischen den Regionen fallen jedoch entfernungsabhängige Verluste zwischen den Regionen an, die eine kostenbasierte, einschränkende Wirkung auf die Netznutzung haben können. Für den internationalen Stromaustausch werden die NTCs an den Grenzkuppelstellen berücksichtigt. Dabei wurden die Werte aus der Vorgängerstudie zugrunde gelegt und auf Grundlage von (ENTSO-E 2016b) aktualisiert.

Die in der Vorgängerstudie (Gils et al. 2018) modellierten und genutzten Zeitreihen der stochastischen Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken werden in dieser Studie nur exemplarisch genutzt. So wird für jede der im Kapitel 2 eingeführten Varianten jeweils diejenige der 300 Zeitreihen der Nichtverfügbarkeit genutzt, die in der Vorgängerstudie zur höchsten Deckungslücke geführt hat.

Abgesehen von den in Kapitel 2 beschriebenen Anpassungen beim Kraftwerkspark sowie der Stromerzeugungskapazitäten von Wind- und Photovoltaikanlagen basieren die Ergebnisse der

Marktsimulation auf den gleichen Eingangsdaten wie jene der Vorgängerstudie (Gils et al. 2018). Diese umfassen unter anderem die Entwicklung der Nachfrage, die Anlagenleistungen von Laufwasserkraft, Biomasseanlagen und kleinen BHKWs, verfügbare Lastmanagementpotenziale sowie die techno-ökonomischen Anlagenparameter.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Modellsimulation zeigen, dass sich einzig im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ Deckungslücken in Deutschland ergeben. Im Ausland kommt es zu keinen Deckungslücken. Tabelle 3-1 fasst die wesentlichen Ergebnisse der betrachteten Szenariovarianten zusammen.

Tabelle 3-1: Ergebnisübersicht REMix für Gesamtdeutschland

| | | Ohne beschleunigten Kohleausstieg | | | | Mit beschleunigtem Kohleausstieg | | | |
|---|-----|-----------------------------------|-----------|-------------|-------------|----------------------------------|-----------|-------------|-------------|
| | | Basis | Last 2014 | Wetter 2009 | Wetter 2010 | Basis | Last 2014 | Wetter 2009 | Wetter 2010 |
| Maximale ungedeckte Last | GW | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Maximale residuale Last | GW | 70,0 | 67,0 | 68,0 | 67,0 | 70,0 | 67,0 | 68,0 | 67,0 |
| Maximale Erzeugung andere EE und Pumpspeicher | GW | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Maximale Erzeugung fossiler Kraftwerke | GW | 43,1 | 38,1 | 40,4 | 38,5 | 38,6 | 38,7 | 39,4 | 39,0 |
| Minimale ungenutzte Leistung fossiler Kraftwerke | GW | 0,0 | 5,0 | 3,3 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Maximale Lastreduktion | GW | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 0,6 | 2,1 | 0,3 |
| Maximaler Import | GW | 20,7 | 20,5 | 21,4 | 20,9 | 22,0 | 21,0 | 21,7 | 22,1 |
| Gesamtimport | TWh | 49,0 | 49,0 | 54,0 | 53,0 | 60,0 | 60,0 | 64,0 | 64,0 |
| Gesamtstromerzeugung in Deutschland | TWh | 428,0 | 429,0 | 423,0 | 425,0 | 418,0 | 418,0 | 414,0 | 414,0 |
| Maximale Übertragung zwischen Regionen in Deutschland | GW | 4,3 | 4,4 | 4,4 | 4,8 | 4,3 | 4,4 | 4,4 | 4,8 |

Diese Ergebnisse weichen deutlich von denen der Vorgängerstudie (Gils et al. 2018) ab. Während dort auch ohne die Berücksichtigung eines beschleunigten Kohleausstiegs und in allen betrachteten Varianten von Last- und Wetterjahr Deckungslücken auftraten, ist dies nun nur noch im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ und dort nur in einer Variante der Fall. Auch die Höhe der maximalen Deckungslücke fällt nach der Aktualisierung mit 1,9 GW gegenüber 5 GW deutlich geringer aus. Diese Unterschiede ergeben sich im Wesentlichen aus zwei Gründen:

- der Anpassung des Kraftwerksparks und
- der Nichtberücksichtigung von Netzbeschränkungen innerhalb Deutschlands, da diese nun in der Leistungsflussanalyse betrachtet werden (Kapitel 4).

Der Wegfall der vormals eklatanten Deckungslücken in Frankreich und Polen folgt direkt aus der Anpassung der Lebensdauern von Kern- und Kohlekraftwerken in diesen Ländern, jeweils resultierend in einer deutlich höheren verfügbaren Leistung im Jahr 2025. In Deutschland wirken beide Effekte zusammen: Die höhere Kraftwerkskapazität in Frankreich trägt zur Entspannung der in der Vorgängerstudie als kritisch bewerteten Situation in Westdeutschland bei. So werden in kritischen Situationen bis zu 2,7 GW an Leistung aus Frankreich nach Deutschland importiert. Darüber hinaus zeigte die Analyse der Ergebnisse der Vorgängerstudie, dass Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands wesentlich zur Entstehung von Deckungslücken beigetragen haben. Als Ergebnis der vorliegenden Studie lässt sich schlussfolgern, dass die zusätzlichen Kraftwerke im Ausland gemäß (*Abschnitt Annahmen*) und der in diesem Schritt angenommene unbeschränkte Stromtransport innerhalb Deutschlands die in der Vorgängerstudie beobachteten Deckungslücken weitgehend schließen.

Davon ausgenommen ist ausschließlich die Variante des „*Basisszenarios mit beschleunigtem Kohleausstieg*“. Dort kommt es in einer einzelnen und zwei aufeinanderfolgenden Stunden Anfang Februar² zu einer Lastunterdeckung. Diese tritt im Wesentlichen in der Modellregion *Amprion 6* im südwestlichen Bayern auf, und beläuft sich dort auf 0,3 GW, 1,5 GW bzw. 0,6 GW. In der mittleren dieser Stunden kommt es zeitgleich auch in der Modellregion *Amprion 4* im südlichen Nordrhein-Westfalen zu einer Lastunterdeckung um 0,4 GW. Über alle Regionen gerechnet erreicht die Deckungslücke damit ein Maximum von 1,9 GW. Da die Stromübertragung zwischen den Regionen zwar unbeschränkt aber verlustbehaftet ist, kommt freie Erzeugungskapazität in kritischen Versorgungssituationen bevorzugt zur Deckung von räumlich nahem Bedarf zum Einsatz. Folglich geben die Modellergebnisse zumindest eine grobe Indikation, wo ein Bedarf nach zusätzlicher Erzeugungskapazität vorliegt. Die Analyse des stündlichen Systembetriebs ergibt weiterhin, dass sich der Import nach Deutschland insgesamt in den kritischen Stunden auf etwa 18 GW beläuft. Dies ist etwas geringer als das Jahresmaximum der importierten Leistung, aber höher als in der Vorgängerstudie, die durch die Annahme knapperer Stromerzeugungskapazitäten in den Nachbarländern geprägt war. Die Stromerzeugung aus fluktuierenden EE liegt in den Stunden mit Deckungslücken zwischen 3,6 GW und 4,5 GW, bei einem Jahresmaximum von 77 GW und einem Minimum von 2,4 GW. Aufgrund hohen gleichzeitigen Bedarfs ergibt sich eine residuale Last von knapp 70 GW, entsprechend dem Jahresmaximum. Die regelbaren Erzeugungseinheiten einschließlich Speicherkraftwerken, Pumpspeichern und Biomasseanlagen laufen in den kritischen Stunden mit ihrer vollständigen verfügbaren Leistung. Ergänzende Modellläufe auf Grundlage der Daten des Vorgängerprojekts (Gils et al. 2018) zeigen, dass bei stochastischer Variation der Kraftwerksverfügbarkeit die Lücke bestehen bleibt und in ihrem Maximum zwischen 1,2 und 2,1 GW variiert. Während es in der Modellregion *Amprion 6* in allen Varianten zu Deckungslücken kommt, ist dies in *Amprion 4* in der Mehrheit der stochastischen Variationen nicht der Fall.

Die weitere Analyse zeigt die aus einer vorgezogenen Abschaltung von besonders emissionsintensiven Kohlekraftwerken im Umfang von 6 GW resultierenden Änderungen im Betrieb des

² 3. Februar 18-19 Uhr, 5. Februar 18-19 Uhr und 5. Februar 19-20 Uhr

Stromversorgungssystemen sowie deren Auswirkungen auf den CO₂-Ausstoß und die Erzeugungskosten.

So wird die im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ wegfallende Kohlestromerzeugung durch eine Erhöhung des Einsatzes von Gas- und Biomassekraftwerken weitgehend kompensiert. So sinkt die Gesamtstromerzeugung in Deutschland in allen Varianten um weniger als 2,5%. Darüber hinaus erfolgt eine Zunahme des Nettostromimports in Deutschland um etwa 20%, die maximale Importleistung steigt um bis zu 6% (*siehe Tabelle 3-1*). Unabhängig von den Annahmen zur Entwicklung der Kohlekraftwerkskapazität zeigen die Modellergebnisse einen deutlichen Rückgang der Stromerzeugung in Deutschland von heute etwa 650 TWh auf etwa 420 TWh in 2025 (UBA 2018). Dieser ergibt sich im Wesentlichen aus dem Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten (*siehe Abbildung 2-1*). Durch die abweichende Erzeugungsstruktur unterscheiden sich die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zwischen den Szenarien in allen Varianten um über 12% in Deutschland und immerhin noch über 6% bei Betrachtung des gesamten Untersuchungsgebiets. Durch die erhöhte Nutzung der unter den getroffenen Annahmen teureren Gas- und Biomassekraftwerke steigen die mittleren Stromerzeugungskosten in Europa um etwa 6%, die Gesamtsystemkosten um etwa 2%. Der Unterschied im Kohlebedarf liegt auf alle betrachteten Länder bezogen bei etwa 15% und ist damit nur unwesentlich geringer als die Differenz der Kohlekraftwerksleistung von 16%. Dies bedeutet, dass sich der Einsatz der verbliebenen Kohlekraftwerke durch den beschleunigten Kohleausstieg insgesamt nur geringfügig erhöht. In Deutschland liegt die Abweichung des Kohlebedarfs mit etwa 18% deutlicher unter jener der Erzeugungsleistung von etwa 22%. Somit wird innerhalb Deutschlands die Erzeugung der wegfallenden Kohlekraftwerke in höherem Maße durch verbliebene Kohlekraftwerke kompensiert, wobei hier die Vernachlässigung von Netzeinsparungen einen Einfluss auf das Ergebnis hat. In beiden Szenarien wird der Kraftwerkseinsatz zudem wesentlich durch den angenommenen Preis der CO₂-Emissionen von 25€/t beeinflusst.

Im Hinblick auf diese Kostenbetrachtungen ist festzuhalten, dass die vorliegende Studie die Analyse der Versorgungssicherheit fokussiert und keine darüber hinaus gehende Untersuchung eines möglichen beschleunigten Kohleausstiegs darstellt. Es wird beispielsweise keine detaillierte Untersuchung zu möglichen Steuerungsinstrumenten für einen solchen Kohleausstieg durchgeführt. Je nach eingesetztem Steuerungsinstrument kann dies zu einer erheblichen Veränderung der Strompreise am Großhandelsmarkt sowie der Gesamtsystemkosten führen, wenn weitere Kostenpositionen, wie z. B. Entschädigungszahlungen oder Strukturhilfen für die Kohleregionen, berücksichtigt werden müssen.

4 Leistungsflüsse und Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Das Wichtigste vorab

Aufbauend auf den Ergebnissen der Marktsimulation werden in Erweiterung der bisherigen Studien Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Mit diesen wird geprüft, ob die in der Marktsimulation ermittelten Erzeugungs- und Nachfragesituationen mit ausreichender Sicherheit vom Übertragungsnetz beherrscht werden können. Wenn dies nicht der Fall ist, wird geprüft, ob sich durch entsprechende Netzengpassmanagementmaßnahmen (Redispatchmaßnahmen bzw. Aktivierung von Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagementmaßnahmen sowie Nutzung von Lastmanagementpotentialen wie abschaltbare Lasten) wieder ein sicherer Netzzustand erreichen lässt.

Es zeigt sich, dass in allen betrachteten Szenarien und Varianten die zur Verfügung stehenden Maßnahmen in allen Stunden ausreichend sind, um die Versorgungssicherheit in Deutschland und den betrachteten Nachbarländern zu gewährleisten. Aus den Übertragungskapazitäten des Übertragungsnetzes ergibt sich daher unter den getroffenen Annahmen keine grundsätzliche Gefährdung der Versorgungssicherheit für das Jahr 2025. Dabei ist jedoch festzuhalten, dass Situationen auftreten, bei denen Deutschland auf gesicherte Leistung durch Importe angewiesen ist, die jedoch sowohl hinsichtlich der verfügbaren Kapazität im Ausland als auch hinsichtlich der Netzsituation realisierbar erscheinen.

Die Situation im Januar 2017 war wesentlich dadurch bedingt, dass die Prozesse und Modelle zur Engpassprognose die damals tatsächlich eingetretene Situation nicht korrekt voraussagten. Dies hatte zur Einleitung entsprechender Maßnahmen geführt, die sich dann im weiteren Verlauf als nicht geeignet zur Erreichung eines sicheren Netzzustands herausstellten. Obwohl die ÜNB daraufhin bezüglich der Engpassprognose Anpassungen vorgenommen haben, kann das Auftreten ähnlicher Situationen im realen Betrieb für die Zukunft nicht ausgeschlossen werden, auch wenn die Beherrschung der Situation bei Kenntnis aller Faktoren und vor allem auch der weiteren Entwicklung theoretisch sichergestellt ist.

Methodik

Die Marktsimulation ergibt für die betrachteten Szenarien und Varianten Zeitreihen für die Einspeiseleistungen je Technologie und je Region, die als Eingangsdaten für die Berechnung der Leistungsflüsse im Netz und des notwendigen Engpassmanagements (EM) verwendet werden. Zwecks konsistenter Ergebnisse werden die gleichen Technologien und Parameter

wie für die Marktsimulation verwendet. Die Regionen und ihre Bezeichnungen entsprechen dem *18-Regionen-Modell*, das bereits den Vorgängerstudien (Borggreve et al. 2014, Gils et al. 2015) zugrunde lag.

Abbildung 4-1 zeigt die Struktur des Vorgehens, das im Folgenden erläutert wird: Die Grundlage für die Berechnung des EM bildet ein knotenscharfes Modell der Übertragungsnetze in Kontinentaleuropa. Dieses Modell wird um geplante Netzausbaumaßnahmen bis 2025 auf Basis von *netzausbau.de* sowie des TYNDP 2016 (ENTSO-E 2016b) erweitert. Da die Regionalisierung im Ausland den Ländergrenzen entspricht, werden rein nationale Ausbaumaßnahmen im Ausland, die nicht im TYNDP genannt werden und somit keine transnationale Bedeutung haben, nicht berücksichtigt.

Auf Basis eines typischen Netznutzungsfalls aus dem Winter, im Folgenden als Referenzfall bezeichnet, wird eine detaillierte, knotenscharfe Leistungsflussberechnung durchgeführt. Diese Berechnung dient als Grundlage für die regionalisierte Leistungsflussberechnung mittels Leistungsflussverteilungsfaktoren (PTDF). Dieses Verfahren zur Leistungsflussberechnung wurde bereits mehrfach in Studien und Forschungsprojekten eingesetzt, wie beispielsweise in (BET 2015, Böing et al. 2017). Sie ergibt den Leistungsfluss über sogenannte Flowgates, die jeweils alle Kuppelleitungen zwischen zwei Regionen zusammenfassen. Details zur Vorgehensweise werden in *Anhang A2* näher erläutert.

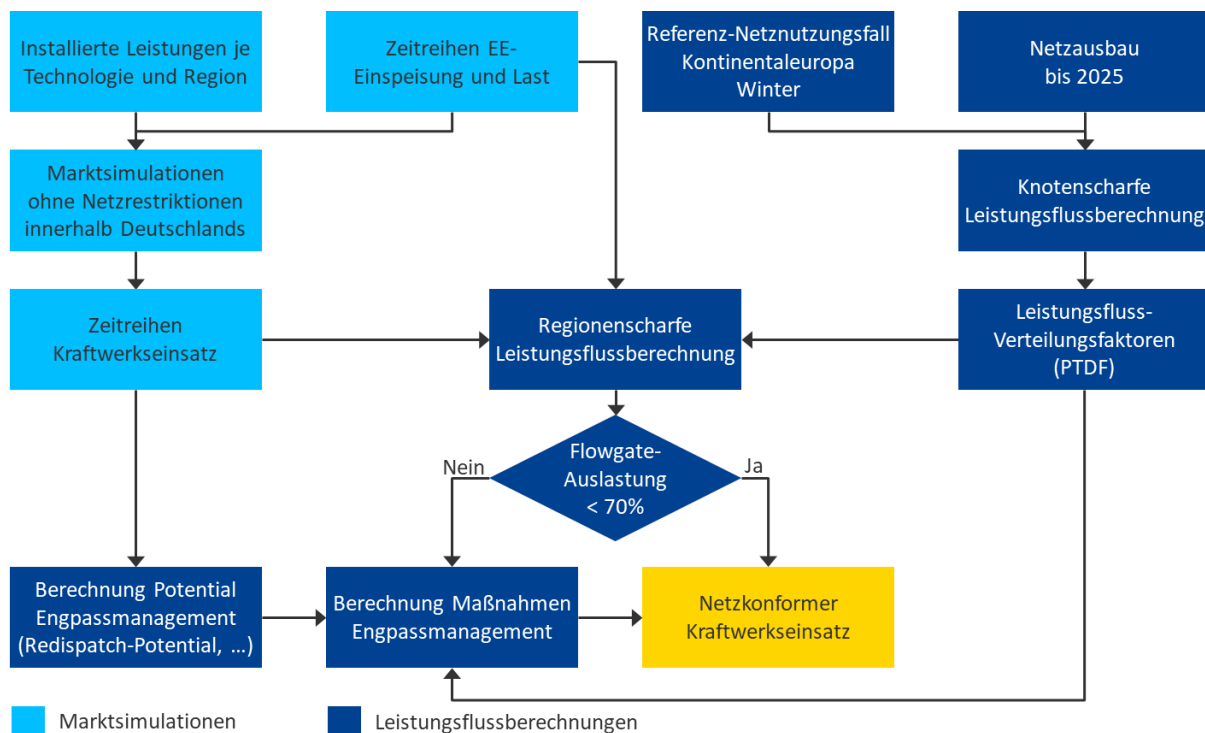


Abbildung 4-1: Vorgehensweise für die Berechnung des notwendigen Engpassmanagements

Für die Auswertung in Bezug auf die Versorgungssicherheit gilt, dass sie aus Netzsicht gegeben ist, wenn die Auslastung aller Flowgates unter 70 % liegt. Dann liegt ein zulässiger Netznutzungsfall vor und es sind keine EM-Maßnahmen erforderlich. Ist dies nicht der Fall, wird eine Berechnung von EM-Maßnahmen im Rahmen des verfügbaren Potentials durchgeführt, die zu

einer Einhaltung der Auslastungsgrenze von 70 % bei allen Flowgates führt. Wenn keine solche Lösung erreicht werden kann, wird geschlussfolgert, dass ein sicherer Netzbetrieb nicht möglich und die Versorgungssicherheit gefährdet ist.

Da die Marktsimulation unbegrenzte Leistungsflüsse innerhalb Deutschlands zulässt, sind die meisten Engpasssituationen an innerdeutschen Flowgates zu beobachten. Die Handelssalden zwischen Ländern wurden dagegen in der Marktsimulation mit entsprechenden NTC-Werten eingeschränkt, was indirekt auch die Leistungsflüsse begrenzt.

Für das Engpassmanagement stehen folgende Maßnahmen in der Reihenfolge ihrer Priorität zur Verfügung:

- Redispatch von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen ihres Redispatchpotentials: Das Redispatchpotential wird je Technologie und Region abhängig von der installierten Leistung, der Verfügbarkeit und den Einspeisezeitreihen berechnet. Für die Berechnung der Redispatchmaßnahmen wird der Einfluss von Redispatch auf die Füllstände der Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt. Die Füllstände werden als Zeitreihe aus den Ergebnissen der Marktsimulation übernommen und bei Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken für Redispatch entsprechend modifiziert.
- Einsatz von Netzreserve: Die im Modell vorhandene Netzreserve entspricht der aktuell von der BNetzA in der Kraftwerksliste ausgewiesenen Netzreserve in Höhe von insgesamt 6,9 GW, die bezüglich ihrer Leistung den jeweiligen Regionen zugeordnet sind. Es wird angenommen, dass diese Netzreserve bei Bedarf durch die BNetzA bis 2025 verlängert wird oder adäquater Ersatz geschaffen wird. Daher wird sie für die Zwecke dieser Studie als in 2025 verfügbar angenommen.
- Abregelung von erneuerbaren Energien: Dies entspricht dem derzeitigen Einspeisemanagement. Allerdings wird der bilanzielle Ausgleich im Modell berechnet, beispielsweise über einen positiven Redispatch konventioneller Anlagen.
- Lastmanagement: Das Potential zur Lastreduktion wurde aus den Ergebnissen der Marktsimulationen übernommen.

Die Berechnung minimiert die insgesamt für das EM benötigte Leistung, wobei die Leistungen aus Netzreserve, Abregelung von EE sowie aus Lastmanagement höher gewichtet werden, um die Nachrangigkeit dieser EM-Maßnahmen im Modell abzubilden. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die engpassentlastende Wirkung einer Maßnahme stark von ihrer Lokalität abhängt. Deshalb ist die oben angegebene Reihenfolge nicht absolut. So würde beispielsweise bei einem Engpass in Nordrhein-Westfalen bei fehlendem Redispatchpotential in Süddeutschland eher die Netzreserve zum Einsatz kommen als ein positiver Redispatch von Anlagen in Italien oder Frankreich, da letztere zwar priorisiert sind, aufgrund ihrer deutlich geringeren engpassentlastenden Wirkung jedoch eine sehr viel höhere Leistung benötigen würden, um eine ähnliche Wirkung zu erzielen.

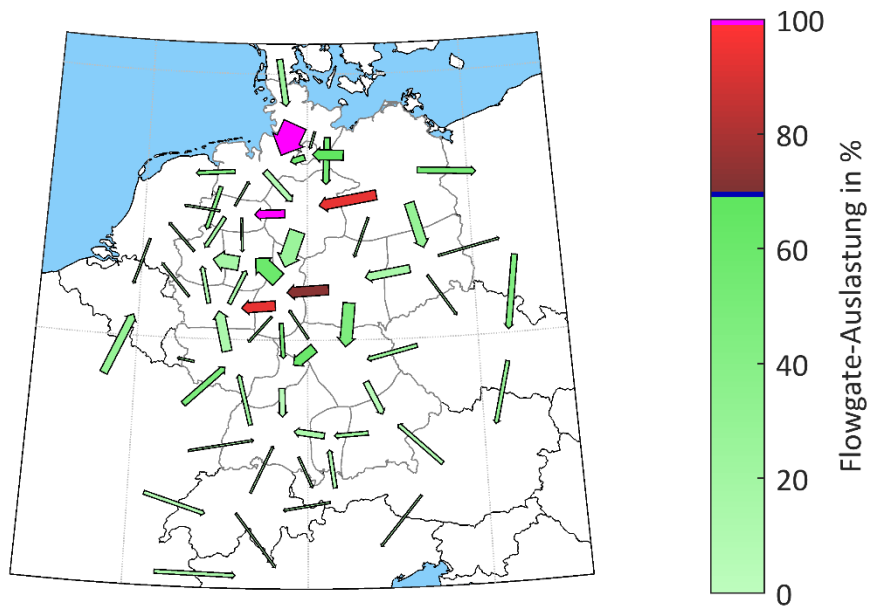


Abbildung 4-2: Beispielhaftes Ergebnis für die regionalisierte Leistungsflussberechnung auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation („Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg“, Stunde mit der maximalen Flowgate-Auslastung). Die Breite der Pfeile entspricht dem absoluten Leistungsfluss, die Farbe der relativen Auslastung.

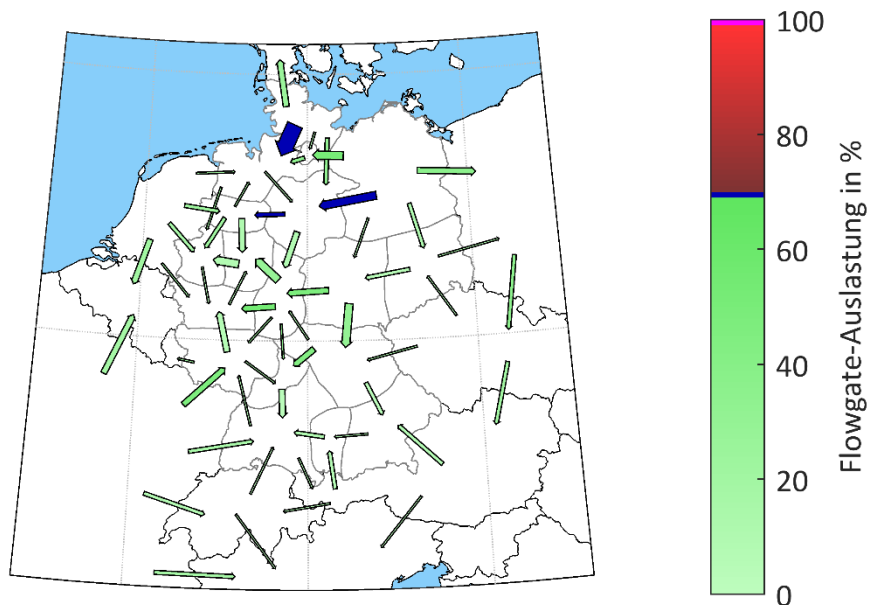


Abbildung 4-3: Ergebnis für die regionalisierte Leistungsflussberechnung nach Berechnung und Berücksichtigung der EM-Maßnahmen für die in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 dargestellte Stunde. Die Breite der Pfeile entspricht dem absoluten Leistungsfluss, die Farbe der relativen Auslastung.

Abbildung 4-2 zeigt beispielhaft ein Ergebnis der regionalisierten Leistungsflussberechnung aus der Marktsimulation für das „*Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg*“. Die Leistungsflüsse der Flowgates, die rot eingefärbt sind, verletzen das 70 %-Kriterium. Daher kann die (n-1)-Sicherheit als nicht sicher gewährleistet angesehen werden. Die auf Basis der Leistungsflusssimulation berechneten EM-Maßnahmen verändern die Lastflüsse so, dass überall das 70%-Kriterium eingehalten wird (vgl. *Abbildung 4-3*).

Annahmen

In Bezug auf die installierten Kraftwerkskapazitäten sowie die Last- und Erzeugungszeitreihen je Region bauen die Berechnungen konsistent auf den Ergebnissen der Marktsimulation auf. Die installierten Leistungen wurden in Deutschland lediglich um die in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ausgewiesene Netzreserve in Höhe von insgesamt ca. 6,9 GW ergänzt. Diese wird jedoch, wie oben schon beschrieben, nachrangig zum positiven Redispatch von Marktkraftwerken eingesetzt.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die in dieser Studie durchgeführte EM-Berechnung mit dem Fokus der Versorgungssicherheit, d.h. im Hinblick auf Situationen mit Kapazitätsengpässen, erfolgte. Sie ist unter anderem mit folgenden Einschränkungen behaftet, was dazu führt, dass die EM-Berechnung von dem realen EM durch ÜNB abweichen kann. Dies betrifft auch die Berechnung der genutzten Leistung aus der Netzreserve, weshalb das Berechnungsergebnis keine Indikation für deren Bedarf darstellt.

- *Zielsetzung*: Die Berechnung der EM-Maßnahmen zielt darauf ab, die benötigte Leistung unter Berücksichtigung der Nachrangigkeitsreihenfolge zu minimieren. Die tatsächlichen Redispatchkosten werden dabei nicht berücksichtigt. Dies ist für den Nachweis der Versorgungssicherheit auch nicht notwendig, weil es dazu ausreicht, dass eine Lösung mit zulässigen Leistungsflüssen gefunden wird.
- *Regionalisierung*: Das Netz wird aus den oben beschriebenen Gründen regionalisiert berücksichtigt, während das reale EM die tatsächliche Netztopologie und die Verteilung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Regionen berücksichtigt.
- *PTDF-Matrix*: Für alle Berechnungen wird die gleiche PTDF-Matrix verwendet, die sich für die Stunden mit Kapazitätsknappheiten eignet, in denen wenig Leistung aus erneuerbaren Energien eingespeist wird. In anderen Situationen, beispielsweise bei Starkwind, kann es jedoch zu größeren Abweichungen zwischen realem Leistungsfluss und dem Ergebnis der Berechnung mit dieser PTDF-Matrix kommen. Da in dieser Studie im Wesentlichen die Stunden mit knapper Leistungsbilanz betrachtet werden, können diese Abweichungen akzeptiert werden.
- *„Perfect foresight“*: Im Modell sind die Engpässe vorher bekannt, während sie in Realität prognostiziert werden müssen. Prognoseungenauigkeiten sind im Modell nicht berücksichtigt. Entsprechend werden auch keine Einschränkungen durch Abrufzeiten berücksichtigt, während EM in Realität einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigt. Dies betrifft insbesondere die Netzreserve.
- *Einschränkungen des Redispatchpotentials*: Weitere betriebliche Einschränkungen über Abrufzeiten hinaus, beispielsweise bei der Kohlebevorratung im Winter oder bei

Niedrigwasser, werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Dies ist jedoch kein primäres Kapazitätsproblem, es könnte durch entsprechende Vorgaben für Mindestlagerbestände an den Kraftwerksstandorten gelöst werden.

- *„Perfect coordination“*: Die Berechnung der EM-Maßnahmen berücksichtigt keine durch die in der Praxis imperfekte Abstimmung der Übertragungsnetzbetreiber bezüglich der Anordnung von grenzüberschreitenden EM-Maßnahmen entstehenden Ineffizienzen und setzt somit eine perfekte Koordination zwischen den ÜNB voraus.
- *Kapazitätsreserve*: In vereinzelt Stunden zeigt die Marktsimulation beim *„Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg“* Deckungslücken von bis zu 1,9 GW (s. Kapitel 3). Da eine Leistungsflussberechnung eine ausgeglichene Systembilanz voraussetzt, wird davon ausgegangen, dass diese ungedeckte Leistung durch eine nicht näher bestimmte Kapazitätsreserve in der jeweiligen Region ausgeglichen wird, in der die Deckungslücke aufgetreten ist. Da die Ergebnisse zeigen, dass in den betroffenen Stunden keine Überlastungen der Flowgates auftreten und die innerdeutschen Flowgates zur Region Amprion 6 im Sinne des 70 %-Kriteriums noch über eine freie verfügbare Leistung in Höhe von 1,95 GW verfügen bei einer maximalen Deckungslücke von 1,5 GW in dieser Region, bedeutet diese Annahme keine Einschränkung.
- *Ultrahochspannungsnetz*: Um festzustellen, ob eine Nichtverfügbarkeit der geplanten HGÜ-Verbindung „Ultrahochspannungsnetz“ ggf. einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit in 2025 hat, wird für die Berechnungen des *Basisszenarios* zunächst angenommen, dass Ultrahochspannungsnetz für das EM genutzt werden kann. Dabei wird Ultrahochspannungsnetz als verlustfrei angenommen und als günstigste EM-Maßnahme eingesetzt. Aus den Ergebnissen der Leistungsflusssimulation lässt sich schlussfolgern, dass die verfügbaren EM-Maßnahmen auch ohne Ultrahochspannungsnetz ausreichend sind. Daher wird bei den Berechnungen der anderen Szenarien bzw. Varianten angenommen, dass Ultrahochspannungsnetz nicht zur Verfügung steht.

Ergebnisse

Es wurden alle in den Marktsimulationen betrachteten Szenarien jeweils für das gesamte Kalenderjahr berechnet. Indem keine Vorauswahl der betrachteten Stunden erfolgte, ist sichergestellt, dass alle für die Versorgungssicherheit relevanten Situationen tatsächlich abgedeckt werden. Aufgrund der oben genannten Einschränkungen sind die Ergebnisse allerdings für andere Stunden, beispielsweise bei hoher Einspeisung aus Wind, nicht aussagekräftig in Bezug auf die (n-1)-Sicherheit sowie die benötigten EM-Maßnahmen. Daraus folgt, dass auch eine Jahresauswertung – beispielsweise der mit Redispatch verbundenen Energiemengen oder des Bedarfs an Netzreserveleistung – nicht belastbar möglich ist.

Abbildung 4-4 zeigt die durchschnittlichen Leistungen der EM-Maßnahmen in dem Szenario *„Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg“* und Abbildung 4-5 in dem Szenario *„Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg“*. Die Simulationsergebnisse zeigen keinen Bedarf an Leistung aus der Netzreserve. Dies liegt zum einen daran, dass keine Situationen mit Netzengpässen und gleichzeitigen Deckungslücken auftreten, so dass bei Bedarf noch Leistungsreserven aus Marktkraftwerken zur Verfügung stehen, die in den untersuchten Situatio-

nen für Redispatch genutzt werden können. Zum anderen spielt die Gewichtung der Nachrangigkeit der Netzreserve gegenüber Redispatchmaßnahmen mit Marktkraftwerken eine Rolle. Die benötigte Leistung der Netzreserve ist außerdem zwar indirekt, aber wesentlich davon abhängig, welche Nachrangigkeit der Abregelung von EE-Anlagen gegenüber negativen Redispatchmaßnahmen zugewiesen wird.

Um eine Abregelung von EE-Anlagen fast vollständig zu vermeiden, würden in großem Umfang grenzüberschreitende negative Redispatcheinsätze erforderlich, die ggf. durch einen Einsatz der Netzreserve bilanziell ausgeglichen werden. Solche grenzüberschreitenden Einsätze mit verhältnismäßig geringem Einfluss auf den tatsächlichen Engpass entsprechen nicht der Praxis und sind auch zukünftig weder realistisch noch sinnvoll. Die Parametrierung der Nachrangigkeit der Abregelung von EE-Anlagen ist deshalb so gewählt, dass innerdeutsche Engpässe mit EM-Maßnahmen größtenteils innerhalb von Deutschland aufgelöst werden, auch unter Nutzung der Abregelung. In den Ergebnissen sind deshalb nur wenige EM-Maßnahmen im Ausland zu beobachten. Ausnahmen sind Dänemark und die Niederlande, da diese bezogen auf die Netzengpässe in Norddeutschland eine hohe Sensitivität aufweisen.

Die Ergebnisse für die anderen Szenarien sind vergleichbar: In allen Berechnungen zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen mit den verfügbaren EM-Maßnahmen ein zulässiger Netzzustand erreicht werden kann. Es kommt demnach nicht zu Situationen, in denen keine Engpassbeseitigung möglich ist.

Das Lastmanagement als EM-Maßnahme mit der niedrigsten Priorität wird in keinem Szenario eingesetzt. Auch die Netzreserve kommt nicht zum Einsatz. Dies gilt sowohl für die Berechnungen mit als auch ohne Berücksichtigung von Ultranet. Hieraus kann jedoch nur gefolgert werden, dass die Versorgungssicherheit unter den getroffenen Annahmen gewährleistet werden kann. Es kann zukünftig trotzdem Netzreserve benötigt werden, insbesondere in Situationen mit hoher Einspeisung aus EE-Anlagen. Ein erhöhter Bedarf kann sich ebenfalls ergeben, wenn der Netzausbau nicht wie angenommen umgesetzt wird, da das vorhandene Netz in diesem Fall stärker ausgelastet würde.

Darüber hinaus wird auch Ultranet benötigt. Diese Verbindung ist unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen zwar nicht notwendig für die Erhaltung der Systemsicherheit, sie entlastet aber das Übertragungsnetz und reduziert dadurch den Bedarf an Redispatchleistung und an Abregelung erneuerbarer Energien. Dies führt zu geringeren Kosten für Redispatch sowie zu einer Erhöhung der integrierbaren Leistung aus erneuerbaren Energien. Der quantitative Einfluss von Ultranet auf den Bedarf an Redispatchleistung und an Abregelung erneuerbarer Energien ist jedoch nicht relevant für die Versorgungssicherheit und war entsprechend nicht Bestandteil der Untersuchungen im Rahmen dieser Studie.

Die Szenarien können anhand der positiven Redispatchleistung sowie des ungenutzten positiven Redispatchpotentials bewertet werden. Eine hohe Redispatchleistung ist ein Hinweis auf eine angespannte Netzsituation. Ein niedriges ungenutztes positives Redispatchpotential ist ein Hinweis auf eine kritische Versorgungssituation, ggf. in Verbindung mit einer angespannten Netzsituation.

Für negative EM-Maßnahmen ist dagegen im Bedarfsfall ein viel größeres Potential aus der Abregelung von EE-Anlagen verfügbar. Dieses ist zwar gegenüber dem negativen Redispatch

von Marktanlagen nachrangig, wird jedoch bei fehlendem negativen Redispatchpotential genutzt. Das negative Redispatchpotential ist daher aus Sicht der Versorgungssicherheit nicht kritisch.

Die Auswertung aller Szenarien ergibt jeweils das in Tabelle 4-1 aufgeführte minimale ungenutzte positive Redispatchpotential. Gleichzeitig ist in der Tabelle angegeben, wie viel positive Redispatchleistung in der Stunde genutzt wird, in welcher der Minimalwert des ungenutzten positiven Redispatchpotentials auftritt. Man erkennt, dass die Minimalwerte im Wesentlichen durch ein niedriges Redispatchpotential (d. h. hohe Auslastung der Kraftwerke) und nicht durch eine hohe Nutzung des Potentials zustande kommen.

Tabelle 4-2 zeigt wiederum die maximale summarische positive Redispatchleistung und das noch ungenutzte Potential zur jeweiligen Stunde. Es zeigt sich, dass der hohe Redispatchbedarf in diesen Situationen mit einem hohen Potential zusammenfällt.

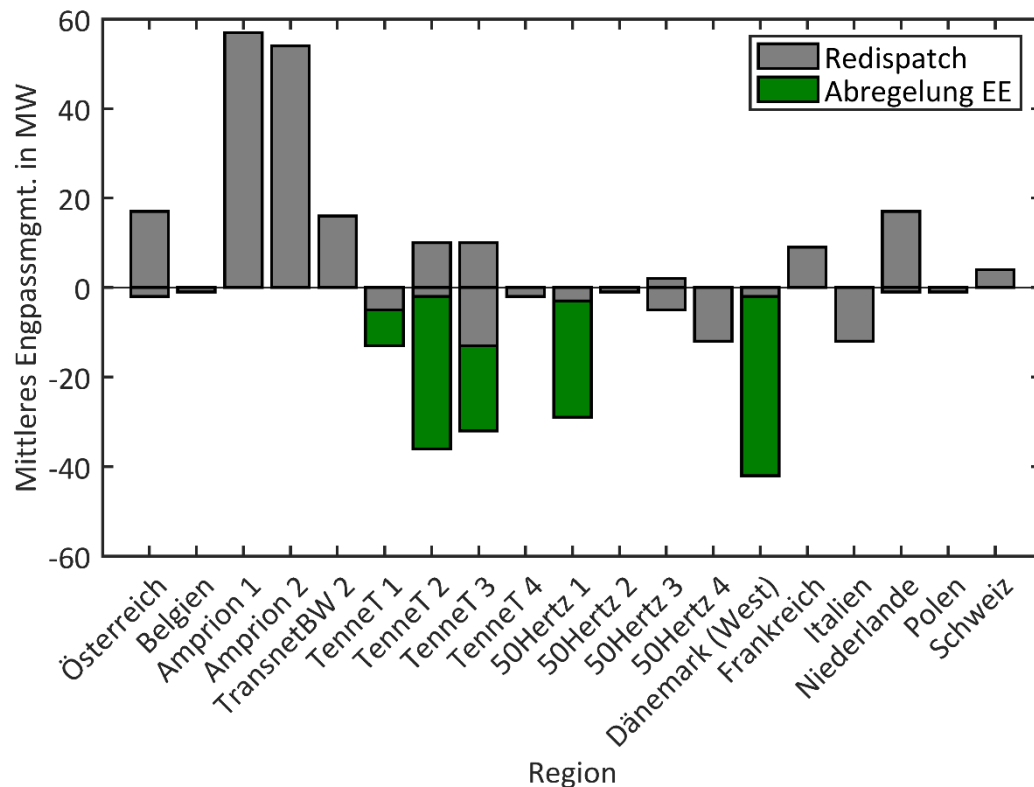


Abbildung 4-4: Durchschnittliche Engpassmanagementleistung je Region für das „Basisszenario ohne beschleunigten Kohleausstieg (ohne Ultranet)“

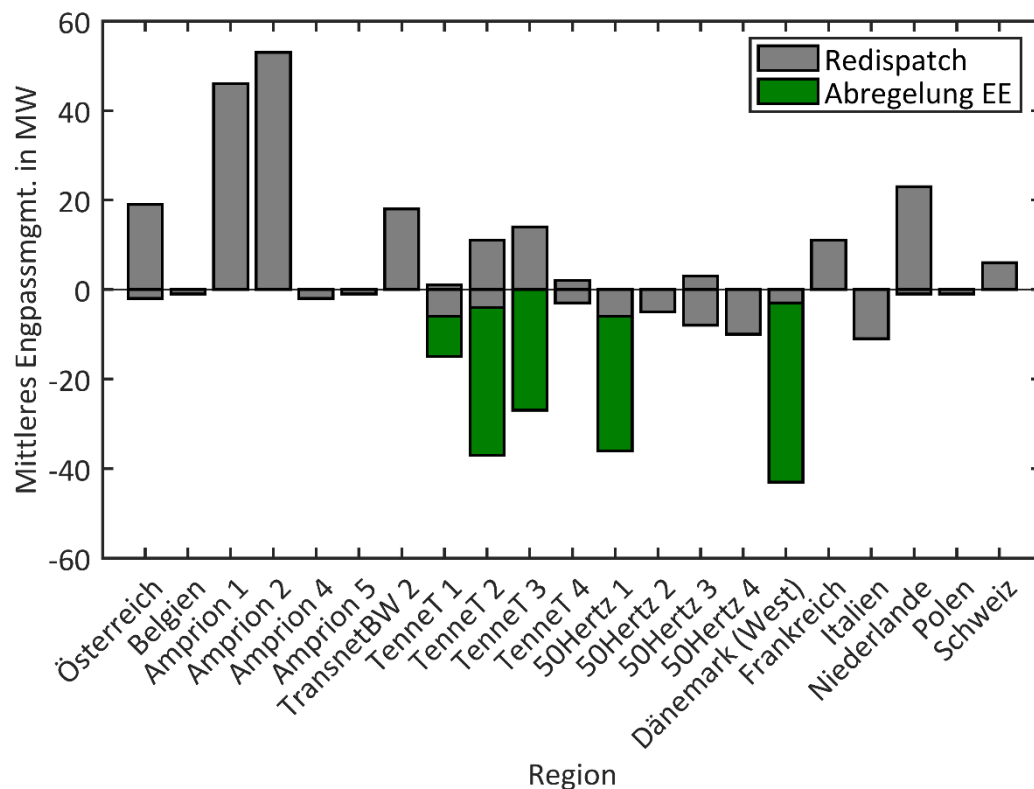


Abbildung 4-5: Durchschnittliche Engpassmanagementleistung je Region für das „Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg (ohne Ultranet)“

Tabelle 4-1: Minimales ungenutztes positives Redispatchpotential und genutztes positives Redispatchpotential zur gleichen Stunde (jeweils Summe aller Regionen der betrachteten Länder Europas, ohne Ultranet)

| Szenario | Ohne beschleunigten Kohleausstieg | | | |
|---|-----------------------------------|-----------|-------------|-------------|
| | Basis | Last 2014 | Wetter 2009 | Wetter 2010 |
| Minimales ungenutztes positives Redispatchpotential (MW) | 37.643 | 56.519 | 40.543 | 44.630 |
| Positive Redispatchleistung in dieser Stunde (MW) | 0 | 0 | 1 | 77 |
| Szenario | Mit beschleunigtem Kohleausstieg | | | |
| | Basis | Last 2014 | Wetter 2009 | Wetter 2010 |
| Minimales ungenutztes positives Redispatchpotential (MW) | 32.746 | 46.924 | 34.726 | 36.340 |
| Genutztes positives Redispatchpotential in dieser Stunde (MW) | 0 | 0 | 220 | 221 |

Tabelle 4-2: Maximale positive Redispatchleistung und ungenutztes positives Redispatchpotential zur gleichen Stunde (jeweils Summe aller Regionen der betrachteten Länder Europas, ohne Ultranet)

| Szenario | Ohne beschleunigten Kohleausstieg | | | |
|---|-----------------------------------|-----------|-------------|-------------|
| | Basis | Last 2014 | Wetter 2009 | Wetter 2010 |
| Maximale positive Redispatchleistung (MW) | 8.813 | 8.661 | 7.701 | 5.676 |
| Ungenutztes positives Redispatchpotential in dieser Stunde (MW) | 138.456 | 133.960 | 154.678 | 194.636 |
| Szenario | Mit beschleunigtem Kohleausstieg | | | |
| Maximale positive Redispatchleistung (MW) | 9.293 | 9.202 | 7.857 | 6.709 |
| Ungenutztes positives Redispatchpotential in dieser Stunde (MW) | 129.878 | 124.768 | 145.636 | 70.009 |

Die in beiden Tabellen dargestellten Zahlenwerte lassen keine direkten Rückschlüsse auf die Beherrschbarkeit von Netzsituationen zu. Die summarische Betrachtung des noch verfügbaren Redispatchpotentials im Vergleich zur summarischen positiven Redispatchleistung lässt nur grobe Schlüsse über die Größenordnung zu. Sie kann nicht generell als noch verfügbare Reserve gesehen werden, da es wesentlich darauf ankommt, in welcher Region das Potential verfügbar ist. Außerdem ist das hier rechnerisch ermittelte verfügbare Potential in der Praxis nicht vollständig nutzbar, da der ÜNB beispielsweise auf kleine Anlagen oder Anlagen im Ausland keinen direkten Zugriff hat und weitere, anlagenspezifische Betriebsrestriktionen gelten können. Dennoch lässt sich aus dem Vergleich der gezeigten Werte schließen, dass Situationen mit Netzengpässen und Situationen mit angespannter Versorgungssicherheit im Sinne der Lastdeckung (d.h. bei Kapazitätsengpässen) nicht gleichzeitig auftreten.

Dies wird bestätigt durch eine Betrachtung über das gesamte Jahr. Abbildung 4-6 zeigt die maximale relative Auslastung der Flowgates in Abhängigkeit von der summarischen Einspeiseleistung aus EE-Anlagen für das gesamte Betrachtungsgebiet (Deutschland mit Nachbarländern und Italien) für das „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“. Für die anderen Szenarien und ihre Varianten sind die Ergebnisse vergleichbar. Es ist erkennbar, dass unterhalb einer summarischen Einspeiseleistung von ca. 20 GW nie eine Überschreitung der 70 %-Grenze auftritt. In Stunden, in denen eine angespannte Versorgungssituation möglich wäre, d. h. bei wenig verfügbarer Leistung aus EE-Anlagen, treten folglich keine Netzengpässe auf.

Hohe Netzbelastungen treten dagegen im Wesentlichen bei hoher Einspeisung aus EE-Anlagen auf. Allerdings treten auch bei hoher Einspeisung aus EE-Anlagen Stunden mit zulässiger Netzbelastung auf, wie die Fälle mit 120 GW Einspeisung unterhalb der roten gestrichelten Linie in Abbildung 4-6 zeigen. Dies ist so zu erklären, dass es wesentlich auf die räumliche Verteilung sowohl der Einspeisung als auch der Last ankommt. Stimmen diese gut überein,

ergeben sich niedrigere Netzauslastungen. Bei weniger guter Übereinstimmung ergeben sich ein höherer Übertragungsbedarf und somit auch eine höhere Netzauslastung. Eine pauschale Aussage, bei welchen Kombinationen von EE-Einspeisung und Last es zu hohen Netzauslastungen kommt, ist somit nicht möglich, da die räumliche Verteilung nicht aus der Gesamtleistung erkennbar ist.

Wie oben erwähnt weist das „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ in der Marktsimulation Deckungslücken auf, von denen angenommen wird, dass sie von einer nicht näher definierten Kapazitätsreserve gedeckt werden. Da diese Situationen besonders kritisch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sind, werden sie auch aus Netzsicht einer näheren Überprüfung unterzogen. Sämtliche Flowgate-Auslastungen sind in den drei betroffenen Stunden des Szenarios jedoch kleiner als 70 %, so dass keine EM-Maßnahmen im Übertragungsnetz erforderlich sind.

Dies ist plausibel: Wie anhand von Abbildung 4-6 gezeigt, treten Situationen mit starker Auslastung des Übertragungsnetzes und entsprechend hohem Bedarf an EM-Maßnahmen in der Regel bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien auf. Somit sind Netzengpässe nicht im gleichen Umfang zu erwarten, wenn die verfügbare Leistung des konventionellen Kraftwerksparks fast vollständig genutzt wird und die Situation mit Bezug auf die Versorgungssicherheit im Sinne der Lastdeckung angespannt ist.

Dies ist auch im Hinblick auf die Rolle von Ultranet wichtig: Der Einfluss dieser Leitung auf die Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Lastdeckung ist gering. Ziel von Ultranet ist vielmehr, die hohen Einspeisungen von Windenergie im Norden zu den Verbrauchszentren im Süden zu transportieren und damit die erneuerbaren Energien nutzbar zu machen. Dies sind i. d. R. Zeiträume, in denen die Versorgungssicherheit im Sinne der Lastdeckung nicht gefährdet ist.

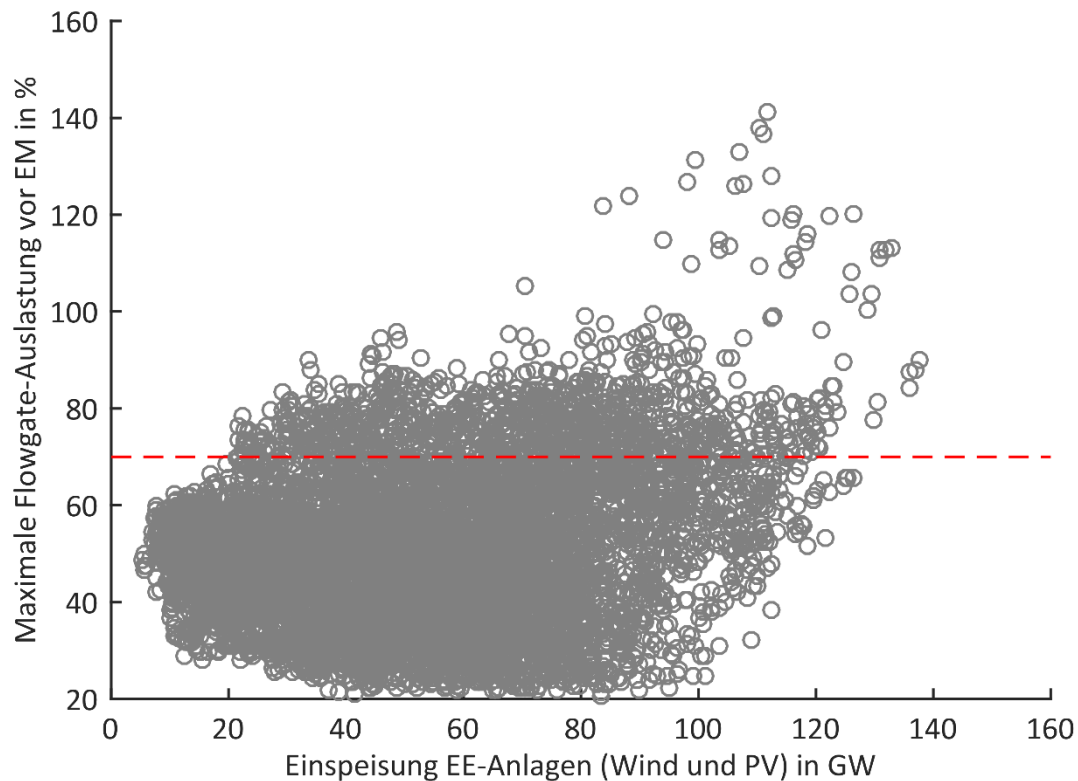


Abbildung 4-6: Maximale relative Auslastung der Flowgates in Abhängigkeit von der Einspeisung aus EE-Anlagen für das „Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg (ohne Ultraset)“. Die rote gestrichelte Linie zeigt die maximal zulässige Auslastung in Höhe von 70%

Robustheit der Ergebnisse

Zur Überprüfung der Robustheit der Ergebnisse werden die Berechnungen für das „Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg“, das in der Marktsimulation Deckungslücken aufweist, mit einer stärkeren Begrenzung der Flowgate-Auslastung auf 50 % (statt 70 %) wiederholt. Erwartungsgemäß nehmen die benötigten Leistungen für das Engpassmanagement deutlich zu. Es wird jedoch weiterhin zu jeder Stunde eine zulässige Lösung für das Engpassmanagement gefunden, so dass die Versorgungssicherheit auch in diesem Fall nicht durch fehlendes Engpassmanagementpotential gefährdet wird.

In Bezug auf die Stunden mit Deckungslücke in der Marktsimulation ändert sich die Situation im Vergleich zur Begrenzung auf 70 %. Um die Flowgate-Auslastung auf unter 50 % zu begrenzen, sind EM-Maßnahmen notwendig. Da die disponiblen Kraftwerkskapazitäten voll ausgelastet sind, muss in diesen Stunden dafür auf die Netzreserve zurückgegriffen werden, wie Tabelle 4-3 zeigt. Dabei wird jedoch nur ca. 15 % der gesamten installierten Leistung der Netzreserve genutzt.

Tabelle 4-3: Benötigte Netzreserve in Stunden mit Deckungslücke in der Marktsimulation bei Begrenzung der Flowgate-Auslastung auf 50% für das „Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg (ohne Ultranet)“

| Stunde | Deckungslücke in Marktsimulation | Zusätzlich zur Deckungslücke benötigte Netzreserve für Engpassmanagement bei einer maximalen Flowgate-Auslastung von | |
|--------|----------------------------------|--|-----------------|
| | | $\alpha = 70\%$ | $\alpha = 50\%$ |
| 811 | 328 MW | 0 MW | 1.053 MW |
| 859 | 1.942 MW | 0 MW | 1.006 MW |
| 860 | 639 MW | 0 MW | 1.067 MW |

Fazit

Die Ergebnisse der Marktsimulationen bilden die Grundlage für die Berechnung von Leistungsflüssen im Übertragungsnetz, mit denen Netzengpässe und unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Priorität notwendige Engpassmanagementmaßnahmen (EM-Maßnahmen) bestimmt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Potentiale in allen Szenarien ausreichend sind, um die Netzengpässe im Sinne der Versorgungssicherheit aufzulösen. Dies ist auch dann der Fall, wenn die HGÜ-Verbindung Ultranet nicht für die Entlastung des Übertragungsnetzes verfügbar ist.

Im Rahmen der oben genannten Annahmen und Vereinfachungen kann die Versorgungssicherheit in 2025 daher voraussichtlich auch unter Berücksichtigung von Netzengpässen aufrechterhalten werden.

Aus den Ergebnissen der Berechnungen kann zwar abgeleitet werden, dass Situationen mit Kapazitätsknappheit in 2025 aus Netzsicht voraussichtlich beherrschbar sind. Die Bedarfe an Redispatchleistung und Netzreserve für 2025 können jedoch nicht daraus abgeleitet werden.

Der Grund dafür ist, dass der Fokus dieser Studie – und somit auch der verwendeten Modelle und der getroffenen Annahmen – wie oben erläutert auf Situationen mit Kapazitätsknappheit liegt. Daher weichen die Berechnungsergebnisse für die benötigten EM-Maßnahmen in anderen Situationen, beispielsweise bei Starkwind, vom tatsächlichen Bedarf ab. Darüber hinaus basieren die Berechnungen auf einer fehlerfreien Prognose von Engpasssituationen sowie auf einer idealen Koordination von EM-Maßnahmen zwischen Netzbetreibern, was insbesondere bei hohem Bedarf an EM-Maßnahmen ebenfalls zu Abweichungen führt.

Insbesondere kann aus der Tatsache, dass im Modell rechnerisch keine Netzreserve benötigt wird, nicht geschlossen werden, dass 2025 kein Bedarf an Netzreserve bestehen wird. Unter Berücksichtigung der genannten Modelleinschränkungen erscheint vielmehr die Beibehaltung zumindest eines Teils der heutigen Netzreserve als sinnvoll und voraussichtlich notwendig. Eine Verzögerung der angenommenen Netzausbaumaßnahmen könnte außerdem ebenfalls

zur Folge haben, dass ein höherer Bedarf an Netzreserve entsteht. Dies ist auch daran erkennbar, dass bei der Erhöhung des Sicherheitsniveaus im Modell durch Begrenzung der Flowgate-Auslastung auf 50 % auch im Modell Leistung aus der Netzreserve benötigt wird.

Für eine Aussage zur Höhe des zu erwartenden Bedarfs an Netzreserve wären deutlich detailliertere Analysen von ausgewählten einzelnen kritischen Netznutzungsfällen notwendig, wie die ÜNB sie bei ihrer umfangreichen Bedarfsanalyse durchführen. Diese detaillierten Analysen beinhalten sowohl eine blockscharfe Marktsimulation als auch eine detaillierte, d. h. knotenscharfe, Netzberechnung und sind nicht auf Situationen mit Kapazitätsknappheit begrenzt.

Ein solcher Detaillierungsgrad ist jedoch ohne regional hoch aufgelöste Verbrauchs- und Einspeisedaten, die nicht öffentlich verfügbar sind, nicht realisierbar. Außerdem sind weitere Daten, wie Freischaltungen, nicht mit einem ausreichenden Vorlauf bekannt, weshalb auch die ÜNB ihre detaillierte Bedarfsanalyse mit einem Vorlauf von wenigen Jahren durchführen, während das in dieser Studie betrachtete Jahr 2025 deutlich weiter in der Zukunft liegt.

Die grundsätzliche Bewertung der Versorgungssicherheit bei Kapazitätsengpässen kann für das Jahr 2025 auch mit einem geringeren Detaillierungsgrad erfolgen. Allerdings ist dabei, wie oben erwähnt, nur eine Aussage für solche Situationen und keine Bedarfsermittlung in Bezug auf Redispatch und Netzreserve möglich.

5 Statische Leistungsbilanz

Das Wichtigste vorab

Die detaillierten Modellanalysen in Kapitel 3 und 4 werden wie in den Vorgängerstudien (Borggreve et al. 2014, Gils et al. 2015) durch eine statische Leistungsbilanz ergänzt, die eine autarke Betrachtung des Energieversorgungssystems auf den Ebenen Süddeutschland, Deutschland und Europa zu Zeitpunkten von Extremsituationen darstellt. Dabei wird die Differenz zwischen der „gesicherten Leistung“, berechnet nach dem Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber, und der Höchstlast gebildet. Eine positive Bilanz entspricht einem Leistungsüberschuss auf der Erzeugungsseite einer betrachteten Region. Ist die Bilanz hingegen negativ, weist die Region eine entsprechende Unterdeckung auf, die durch Importe gedeckt werden kann, wenn in den umgebenden Regionen zu diesem Zeitpunkt freie Leistung und ausreichende Netztransportkapazitäten vorhanden sind (ÜNBs 2017).

Im Ergebnis zeigt sich, dass in Süddeutschland bei einer autarken Betrachtung bereits heute eine negative Leistungsbilanz von 9,1 GW besteht. Süddeutschland ist somit bereits heute (und auch schon in der Vergangenheit) von Importen aus Norddeutschland oder den Nachbarländern abhängig. Dabei ist die heute verfügbare Leistung aus der Netzreserve nicht berücksichtigt. Wird die gesicherte Leistung der Netzreserve in die Leistungsbilanz einbezogen, so verringert sich das Leistungsdefizit in Süddeutschland auf 3,3 GW.

Ab 2019 wäre auch mithilfe von Stromimporten aus Norddeutschland alleine eine Lastdeckung nicht mehr möglich. Wenn entsprechende Importe aus dem benachbarten Ausland nicht verfügbar sind, müsste dann zusätzlich die Kapazitätsreserve von 2 GW eingesetzt und die Sicherheitsbereitschaft von 2,7 GW aus dem Norden importiert werden. Ab 2020 werden selbst diese Leistungen nicht mehr zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland ausreichen. Wäre eine Netzreserve in heutiger Höhe weiterhin vorhanden, könnte sie eingesetzt werden, um diese Leistungslücke zu schließen, auch wenn es nicht dem Zweck der Netzreserve entspricht. Ein Einsatz von Netzreserve als Kapazitätsreserveleistung wäre sogar früher notwendig, sollte die dafür angedachte Kapazitätsreserve erst mit Verzögerung zur Verfügung stehen. Süddeutschland würde ab 2023 vollständig seine Autarkie verlieren, da ab dann in beiden Szenarien die Stromimporte aus Norddeutschland und der Einsatz der angenommenen verfügbaren Reservekapazitäten nicht mehr ausreichen würden, das Leistungsdefizit zu beheben, die Importe aus dem benachbarten Ausland werden notwendig sein. Das Leistungsdefizit in Süddeutschland unter Berücksichtigung von möglichen Importen aus Norddeutschland steigt für den angenommenen beschleunigten Kohleausstieg bis 2025 bis auf

16 GW an, die dann entweder durch entsprechende Reserven oder durch Importe aus dem benachbarten Ausland zu decken wären. Entsprechend (NEP 2015) wären hierfür mit 17,2 GW ausreichend Übertragungskapazitäten (NTC) vorhanden.

Ähnliche Rückschlüsse lassen sich aus den statischen Leistungsbilanzen für Gesamtdeutschland ziehen. Ab 2019 wird die Kapazitätsreserve von 2 GW und die Sicherheitsbereitschaft von 2,7 GW zur gesicherten Leistungsdeckung, und ab 2020 zusätzlich die Netzreserve (6,9 GW) in heutiger Höhe gemeinsam benötigt, um das Bilanzdefizit ausgleichen zu können. Auch hier hätte eine verzögerte Verfügbarkeit der Kapazitätsreserve zur Folge, dass die Netzreserve zur Lastdeckung zweckentfremdet herangezogen werden müsste. Deutschland müsste seine Last in kritischen Situationen ab 2023 mit Hilfe von Importen decken. Verfügbare Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern sind ausreichend vorhanden. Entsprechend der getroffenen Annahmen zum Kraftwerkspark in den betrachteten Ländern wäre dort auch ausreichend freie Erzeugungskapazität vorhanden. Ob diese Erzeugungskapazität der Nachbarländer im Betrachtungsraum Deutschland für den Import zur Verfügung steht, wurde im Rahmen der statischen Leistungsbilanz nicht untersucht.

Für den Gesamtverbund aus Deutschland, seinen Nachbarländern, Schweden, Norwegen und Italien besteht bis 2025 keine Gefahr einer Unterdeckung trotz beschleunigtem Kohleausstieg und Extremlastsituationen. Allerdings werden die inhärenten Systemreserven durch die abschmelzende freie Kapazität deutlich kleiner, was insgesamt das Risiko bei unvorhergesehenen Entwicklungen erhöht. Zudem ist im Rahmen der statischen Leistungsbilanz nicht geprüft worden, ob die in den betrachteten Ländern vorhandenen freien Kapazitäten zur Nachfragedeckung in hier nicht betrachteten Nachbarländern eingesetzt werden.

Ein Leistungsausfall, wie sie im Januar 2017 aufgrund von Nichtverfügbarkeiten aus mehreren Kernkraftwerken in Frankreich in Höhe von 5,5 GW auftrat, könnte durch Kapazitätsüberschüsse im Gesamtverbund kompensiert werden. Nur im Falle einer Extremlastsituation, bei dem gleichzeitig alle nationalen Spitzenlasten in Kombination mit dem beschleunigten Kohleausstieg eintreten, müsste zusätzliche Reservekapazitäten wie sie unter anderem in Form der Kapazitäts- oder Netzreserve vorhanden sind, hinzugezogen werden.

Annahmen für die statischen Leistungsbilanzen

Die statischen Leistungsbilanzen wurden unter den Rahmenbedingungen der Basisvariante (Basisszenario, *siehe Kapitel 2*) erstellt. Die Annahmen für das Basisszenario entstammen aus der Studie „Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten“ (Borggreve et al. 2014). Weiterhin werden die zwei Szenarien unterschieden: ein Szenario ohne und ein Szenario mit beschleunigtem Kohleausstieg gemäß der Studie der Agora (Agora 2016, „*langsames Szenario*“).

Die Ergebnisse der statischen Leistungsbilanz variieren stark abhängig davon ob die installierten Leistungen der deutschen Reservekraftwerke (Sicherheitsbereitschaft, Kapazitätsreserve und Netzreserve) mitberücksichtigt werden. Obwohl die Netzreserve primär nicht die Aufgabe der Lastdeckung hat, kann ihre verfügbare Kapazität in der statischen Leistungsbilanz als gesicherte Leistung betrachtet werden.

Tabelle 5-1: Übersicht der Annahmen der Basisszenarien zur Berechnung der statischen Leistungsbilanz (Borggrefe et al. 2014)

| Allgemeine Annahmen |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Sterbelinie der Kraftwerke anhand statistischer Daten ermittelter historischer Lebensdauer |
| <ul style="list-style-type: none"> • Berücksichtigung von Kraftwerken, die in Bau oder Probetrieb sind. |
| <ul style="list-style-type: none"> • EE-Ausbau entsprechend (NEP 2015) Szenario B • Wind/PV in DE: Abgleich mit dem sich aktuell in der Konsultation befindlichen NEP (NEP 2019) • Wind/PV in EU: Abgleich mit aktuelleren europäischen Szenarien (Capros et al. 2016) |
| <ul style="list-style-type: none"> • Historische Lastdaten von 2012 (Basis) und sinkende Nachfrage (um jährlich 1,25%) |
| <ul style="list-style-type: none"> • Bedarf an positiver Regelleistung 5 GW |
| <ul style="list-style-type: none"> • Lastmanagementpotential (LM) in Deutschland: 2,2 GW |
| Verfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen |
| Konventionelle Anlagen: <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 93,5%, Steinkohle: 94,0%, Kernkraft: 94,5%, Erdgas: 97,7%, Erdgas-Klein-BHKW: 95,0% |
| Erneuerbare-Energien-Anlagen: <ul style="list-style-type: none"> • Photovoltaik: 0,0%, Windkraft (auf See NordDE: 6,0%, an Land SüdDE: 3,0%, auf See NordDE: 8,0%), Biomasse: 88,0%, Pumpspeicher: 80,0%, Laufwasser: 40,0% |

Ergebnisse der statischen Leistungsbilanz

Süddeutschland

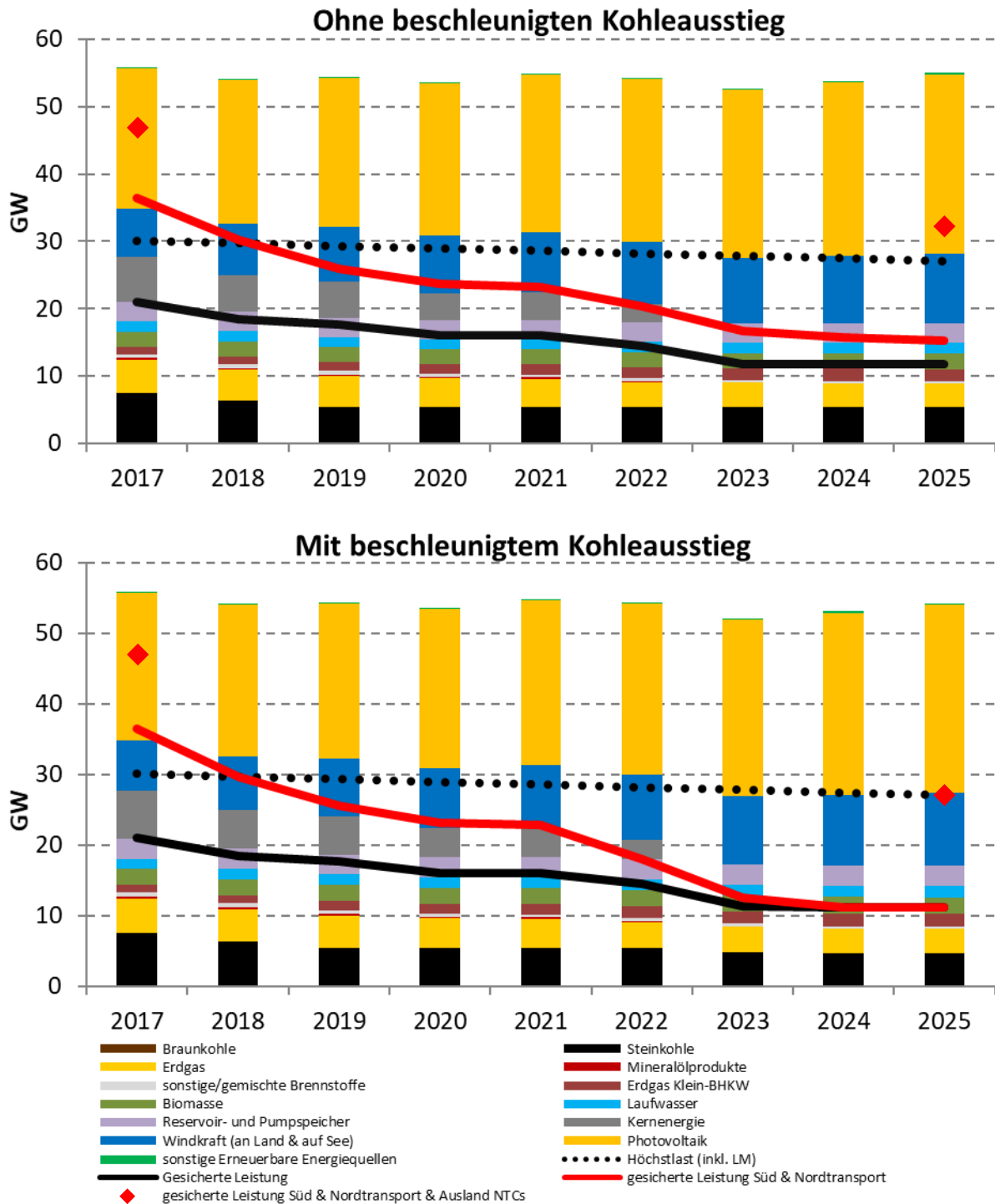


Abbildung 5-1: Statische Leistungsbilanzen für Süddeutschland: „Basisszenario ohne und mit beschleunigtem Kohleausstieg“

Tabelle 5-2: Höchstlast, Gesicherte Leistung und Bilanz von Süddeutschland [GW]

| [GW] | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| Höchstlast (inkl. LM) | 30,1 | 29,7 | 29,3 | 28,9 | 28,6 | 28,2 | 27,8 | 27,5 | 27,1 |
| Sicherheitsbereitschaft (SB) ³ , Netzreserve (NR) ⁴ & Kapazitätsreserve (KR) ⁵ | | | | | | | | | |
| SB | 0,9 | 1,8 | 2,6 | 2,6 | 2,2 | 1,7 | 0,7 | 0,0 | 0,0 |
| NR | 6,6 | | | | | | | | |
| KR | 0,0 | 0,0 | 1,9 | | | | | | |
| Szenario ohne beschleunigten Kohleausstieg | | | | | | | | | |
| Gesicherte Leistung + Nordtrans- port | 36,5 | 29,7 | 25,5 | 23,2 | 22,8 | 19,8 | 16,1 | 15,2 | 14,8 |
| Bilanz | 6,4 | 0,0 | -3,8 | -5,7 | -5,8 | -8,4 | -11,7 | -12,3 | -12,3 |
| Bilanz (inkl. SB & KR) | 7,3 | 1,8 | 0,7 | -1,2 | -1,7 | -4,8 | -9,1 | -10,4 | -10,4 |
| Bilanz (inkl. SB, KR & NR) | 13,9 | 8,4 | 7,3 | 5,4 | 4,9 | 1,8 | -2,5 | -3,8 | -3,8 |
| Szenario mit beschleunigtem Kohleausstieg | | | | | | | | | |
| Gesicherte Leistung + Nordtrans- port | 36,5 | 29,7 | 25,5 | 23,2 | 22,8 | 18,1 | 12,6 | 11,1 | 11,1 |
| Bilanz | 6,4 | 0,0 | -3,8 | -5,7 | -5,8 | -10,1 | -15,2 | -16,4 | -16,0 |
| Bilanz (inkl. SB & KR) | 7,3 | 1,8 | 0,7 | -1,2 | -1,7 | -6,5 | -12,6 | -14,5 | -14,1 |
| Bilanz (inkl. SB, KR & NR) | 13,9 | 8,4 | 7,3 | 5,4 | 4,9 | 0,1 | -6,0 | -7,9 | -7,5 |

³ gesicherte Leistung nach (ÜNBs 2017)

⁴ gesicherte Leistung nach (BNetzA 2017a)

⁵ gesicherte Leistung in Höhe der geplanten Ausschreibung nach (EnWG 2017)

Die Ergebnisse für Süddeutschland sind in Abbildung 5-1 und dargestellt: Süddeutschland weist autark bereits heute eine negative Leistungsbilanz in Höhe von 9,1 GW (*siehe Abbildung 5-1: Differenz zwischen der gesicherten Leistung und der Höchstlast*) auf und ist von Importen aus Norddeutschland und ggf. dem Ausland abhängig. Dabei ist die vorhandene Netzreserve im Süden nicht berücksichtigt, die das autarke Defizit auf 3,3 GW verringert.

Ab 2019 genügen für eine sichere Lastdeckung auch Importe von Bilanzüberschüssen aus Norddeutschland nicht mehr, um die Last in Süddeutschland zu decken. Süddeutschland benötigt entweder zusätzlich die Kapazitätsreserve in Höhe von 2 GW und die Sicherheitsbereitschaft von 2,7 GW oder entsprechende Importe aus dem benachbarten Ausland. Im darauffolgenden Jahr wäre die Hinzunahme der Netzreserve in heutiger Höhe notwendig um das Leistungsdefizit autark zu schließen. Würde die Kapazitätsreserve erst nach 2019 zur Verfügung stehen, könnte eine zweckentfremdete Nutzung der Netzreserve als Alternative zur Lastdeckung in entsprechender Höhe bereits in 2019 notwendig werden. Ab 2023 werden Importe aus Norddeutschland und die Reservekapazitäten, wenn sie auf heutigem Niveau verbleiben würden, nicht mehr für eine gesicherte Deckung des Bilanzdefizits in Süddeutschland ausreichen. Süddeutschland wäre unabdingbar auf Importe aus dem benachbarten Ausland angewiesen. Das Importpotential reicht hierfür aus, wenn eine Abschätzung auf Basis der mittleren verfügbaren Übertragungskapazitäten basierend auf den von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten stündlichen NTCs von den Nachbarländern vorgenommen wird. Für 2017 wird ein Wert von 2016 in Höhe von ca. 11,3 GW (BNetzA 2017b, BNetzA 2017c) ermittelt, für das Jahr 2025 ein NTC in Höhe von ca. 17,2 GW (NEP 2015) angesetzt. Letzterer reicht aus, um das nach den Importen aus Norddeutschland noch bestehende Bilanzdefizit in Süddeutschland auch unter Annahme eines beschleunigten Kohleausstiegs in Höhe von 16 GW auszugleichen. Falls der hierfür erforderliche Netzausbau nicht rechtzeitig fertiggestellt werden kann, ist davon auszugehen, dass ausreichend Reservekapazitäten vorgehalten werden, die einen Leistungsbilanzausgleich auch bei geringeren NTC sicherstellen werden.

Im Rahmen der statischen Leistungsbilanz wird allerdings nicht überprüft, ob die in den betrachteten Ländern Europas vorhandenen freien Erzeugungskapazitäten zur Nachfragedeckung in Regionen eingesetzt werden, die außerhalb des Betrachtungsraums dieser Studie liegen, und es hier dann zu einem Konflikt kommen könnte.

Gesamtdeutschland

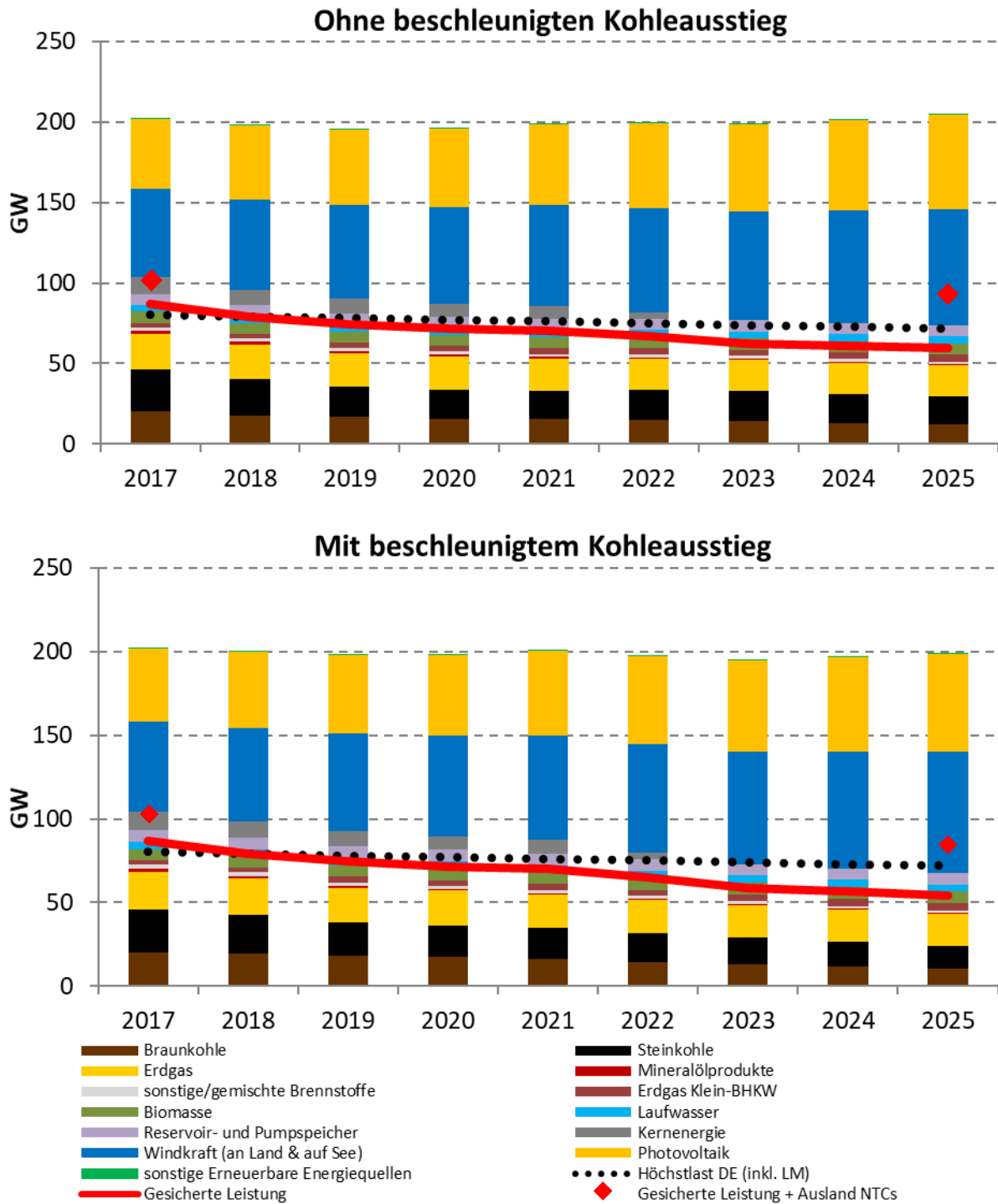


Abbildung 5-2: Statische Leistungsbilanzen für Gesamtdeutschland: „Basisszenario ohne und mit beschleunigtem Kohleausstieg“

Tabelle 5-3: Höchstlast, Gesicherte Leistung und Bilanz von Gesamtdeutschland [GW]

| [GW] | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| Höchstlast (inkl. LM) | 80,3 | 79,3 | 78,2 | 77,1 | 76,1 | 75,0 | 74,0 | 73,0 | 72,0 |
| Sicherheitsbereitschaft (SB), Netzreserve (NR) & Kapazitätsreserve (KR) | | | | | | | | | |
| SB | 0,9 | 1,8 | 2,6 | 2,6 | 2,2 | 1,7 | 0,7 | 0,0 | 0,0 |
| NR | 6,6 | | | | | | | | |
| KR | 0,0 | 0,0 | 1,9 | | | | | | |
| Szenario ohne beschleunigten Kohleausstieg | | | | | | | | | |
| Gesicherte Leistung | 86,8 | 79,3 | 74,5 | 71,5 | 70,4 | 66,8 | 62,4 | 60,9 | 59,8 |
| Bilanz | 6,5 | 0,0 | -3,7 | -5,6 | -5,7 | -8,2 | -11,6 | -12,1 | -12,2 |
| Bilanz (inkl. SB & KR) | 7,4 | 1,8 | 0,8 | -1,1 | -1,6 | -4,6 | -9,0 | -10,2 | -10,3 |
| Bilanz (inkl. SB, KR & NR) | 14,0 | 8,4 | 7,4 | 5,5 | 5,0 | 2,0 | -2,4 | -3,6 | -3,7 |
| Szenario mit beschleunigtem Kohleausstieg | | | | | | | | | |
| Gesicherte Leistung | 86,8 | 79,3 | 74,5 | 71,5 | 70,4 | 65,0 | 58,8 | 56,5 | 54,1 |
| Bilanz | 6,5 | 0,0 | -3,7 | -5,6 | -5,7 | -10,0 | -15,2 | -16,5 | -17,9 |
| Bilanz (inkl. SB & KR) | 7,4 | 1,8 | 0,8 | -1,1 | -1,6 | -6,4 | -12,6 | -14,6 | -16,0 |
| Bilanz (inkl. SB, KR & NR) | 14,0 | 8,4 | 7,4 | 5,5 | 5,0 | 0,2 | -6,0 | -8,0 | -9,4 |

Wie in der Abbildung 5-2 und Tabelle 5-3 zu sehen ist, verläuft die Kurve der gesicherten Leistung für Gesamtdeutschland flacher als jene für Süddeutschland. Für Gesamtdeutschland kommt es dennoch bei autarker Betrachtung auch ab 2019 in beiden Szenarien zu einem Bilanzdefizit. Es könnte entweder durch die Sicherheitsbereitschaft von 2,7 GW und die Kapazitätsreserve von 2 GW oder durch Importe aus dem benachbarten Ausland abgedeckt werden, so dass die Versorgungssicherheit auf diese Weise hergestellt ist.

Werden die genannten Reservekapazitäten, die Sicherheitsbereitschaft und die Kapazitätsreserve berücksichtigt, so ist die Deckung des Leistungsbedarfs in Deutschland ab 2020 ebenfalls in beiden Szenarien nicht mehr möglich. Mit einer zusätzlichen Netzreserve könnte der Zeitpunkt noch etwas verzögert werden, in 2023 ist eine Lastdeckung in Deutschland – selbst unter der Annahme, dass alle drei Reserven auf heutiger Höhe beibehalten werden – für beide Szenarien nicht mehr ohne importierte Leistung aus dem Ausland möglich. Norddeutschland weist im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ ab 2024 ebenfalls ein Leistungsdefizit auf, weshalb die Bilanz von Gesamtdeutschland für das Jahr 2025 um 1,9 GW niedriger liegt als für Süddeutschland.

Der Bedarf an importierter Leistung liegt dabei unterhalb der verfügbaren Übertragungskapazitäten aus den Nachbarländern, so dass dies technisch möglich wäre. Die Übertragungskapazitäten lagen im Jahr 2017 bei 16,4 GW (BNetzA 2017b, BNetzA 2017c) und sollen bis 2025 auf 30,7 GW (NEP 2015) ansteigen. Wenn also zusätzlich ausreichend freie Erzeugungsleistungen in den Nachbarländern verfügbar sind, könnte die Deckung der Nachfrage durch Importe in Gesamtdeutschland erfolgen.

Zur Untersuchung dieses Aspekts wird im dritten Schritt die statische Leistungsbilanz für die in dieser Studie betrachteten europäischen Länder gemeinsam erstellt: Deutschland, Nachbarländer, Norwegen, Schweden und Italien. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-3 bzw. Tabelle 5-5 dargestellt.

Dabei werden drei Fälle für die maximale Last unterschieden (vgl. Tabelle 5-4). Es zeigt sich im Ergebnis, dass selbst im eher unwahrscheinlichen höchsten Fall A, bei dem alle nationalen Höchstlasten in einem Zeitpunkt zusammenfallen würden, was in der Vergangenheit bislang nie der Fall war, zu allen Zeitpunkten in allen Szenarien eine positive Leistungsbilanz verbleibt. Die freien Erzeugungskapazitäten sinken zwar ab, es verbleiben aber eine ausreichende positive Leistungsbilanz, so dass geschlossen werden kann, dass auch für Gesamtdeutschland und Süddeutschland die Versorgungssicherheit im Sinne einer Nachfragedeckung durch Importe möglich ist. Selbst eine Ausfallsituation von zusätzlichen Erzeugungsleistungen, wie sie im Winter 2017 vorzufinden war, hervorgerufen durch die Nichtverfügbarkeiten von mehreren Kernkraftwerken in Frankreich von nominal 5,5 GW (gesichert 5,2 GW), wären in fast allen Fällen kompensierbar. Einzig im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ und dem gleichzeitigen Eintreten aller nationalen Spitzenlasten (Fall A) wären Importe aus weiteren Ländern oder der Einsatz von Reservekapazitäten der betrachteten Länder in Höhe von 0,4 GW notwendig. Die in Deutschland verfügbare Kapazitätsreserve oder die Netzreserve in heutiger wären hierfür schon ausreichend.

Allerdings muss an dieser Stelle einschränkend vermerkt werden, dass in dieser statischen Leistungsbilanz weitere Länder, die außerhalb des definierten Betrachtungsraums liegen,

nicht berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass die Ergebnisse nur gültig sind, wenn aus diesen Ländern keine höheren Leistungsanforderungen an die Länder des Betrachtungsraums gestellt werden, als die noch verfügbare freie Erzeugungsleistung in diesem gesamten Raum. Dies wurde im Rahmen dieser Untersuchung nicht überprüft.

Tabelle 5-4: Erläuterung der unterschiedlichen Lastfälle (Borggreffe et al. 2014)

Fall A: Höchstlast = Summe der nationalen Höchstlasten (ungeachtet des Zeitpunkts). Gleichzeitiges Eintreten der nationalen Spitzenlasten in allen europäischen Ländern. (Fall wie im Jahr 2012, in dem hohe Gleichzeitigkeit der nationalen Spitzenlasten vorherrschte)

Fall B: Höchstlast = Die Spitzenlaststunde wird als Summe der nationalen Lastgänge interpretiert (Lastjahr 2011). Dies entspricht eher einem typischen durchschnittlichen Jahr.

Fall C: Höchstlast = Summe der nationalen Lasten zum deutschen Höchstlastzeitpunkt. Gesamtlast auf europäischer Ebene (hier Deutschland und direkte Nachbarländer sowie Norwegen, Schweden und Italien) zum Zeitpunkt der deutschen Spitzenlaststunde. (Dies stellt einen hypothetischen Fall dar, der das Spitzenlastniveau eher unterschätzt)

Europäischer Betrachtungsraum

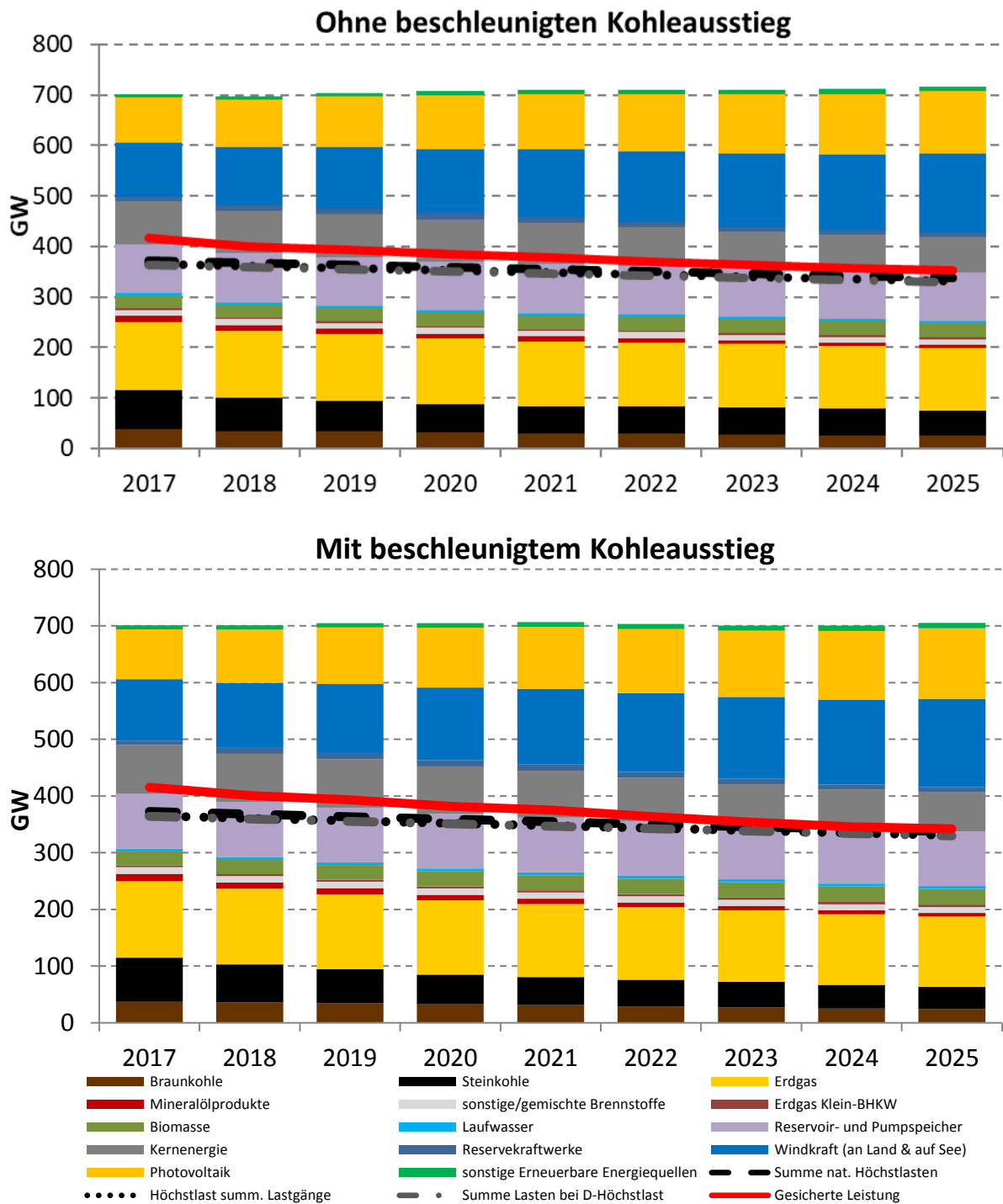


Abbildung 5-3: Statische Leistungsbilanzen für Deutschland + Nachbarländer + Norwegen + Schweden + Italien: „Basisszenario ohne und mit beschleunigtem Kohleausstieg“

Tabelle 5-5: Höchstlast, Gesicherte Leistung und Bilanz von Deutschland + Nachbarländer + Norwegen + Schweden + Italien [GW]

| [GW] | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Fall A | 372,7 | 368,1 | 363,5 | 359,0 | 354,6 | 350,2 | 345,9 | 341,6 | 337,4 |
| Fall B | 365,2 | 360,7 | 356,3 | 351,9 | 347,5 | 343,2 | 339,0 | 334,8 | 330,7 |
| Fall C | 364,2 | 359,7 | 355,2 | 350,8 | 346,5 | 342,2 | 338,0 | 333,8 | 329,7 |
| Szenario ohne beschleunigten Kohleausstieg | | | | | | | | | |
| Gesicherte Leistung | 416,0 | 398,8 | 392,6 | 383,8 | 377,9 | 370,4 | 362,3 | 356,5 | 353,3 |
| Bilanz Fall A | 43,3 | 30,7 | 29,1 | 24,8 | 23,3 | 20,2 | 16,4 | 14,9 | 15,9 |
| Bilanz Fall B | 50,8 | 38,1 | 36,3 | 31,9 | 30,4 | 27,2 | 23,3 | 21,7 | 22,6 |
| Bilanz Fall C | 51,8 | 39,1 | 37,4 | 33,0 | 31,4 | 28,2 | 24,3 | 22,7 | 23,6 |
| Szenario mit beschleunigtem Kohleausstieg | | | | | | | | | |
| Gesicherte Leistung | 415,4 | 401,1 | 393,2 | 381,8 | 375,2 | 364,1 | 354,0 | 345,9 | 342,2 |
| Bilanz Fall A | 42,7 | 33,0 | 29,7 | 22,8 | 20,6 | 13,9 | 8,1 | 4,3 | 4,8 |
| Bilanz Fall B | 50,2 | 40,4 | 36,9 | 29,9 | 27,7 | 20,9 | 15,0 | 11,1 | 11,5 |
| Bilanz Fall C | 51,2 | 41,4 | 38,0 | 31,0 | 28,7 | 21,9 | 16,0 | 12,1 | 12,5 |

6 Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Studie ist eine Fortführung der beiden Vorgängerstudien des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e. V. und dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen der Universität Stuttgart zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 (Borggreffe et al. 2014, Gils et al. 2015), die aktualisiert und erweitert wurde.

Insbesondere sind die Entwicklungen der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland (bis April 2018) und den Nachbarländern mit eingeflossen. Dabei zeigt sich, dass für Deutschland nur geringfügige Abweichungen bei den konventionellen Kraftwerksleistungen (2017: +1,2 GW, 2025: -2,9 GW) gegenüber den Vorgängerstudien bestehen. Größere Veränderungen in Höhe +43,7 GW für 2025 ergeben sich beim Gesamtverbund der benachbarten Länder, die hauptsächlich auf den längeren Betrieb der Kernkraftwerke in Frankreich und die längere Lebensdauer der Kohlekraftwerke in Polen zurückgeführt werden können. Für die erneuerbare Erzeugungsleistung wird entsprechend neuerer Szenarien für das Jahr 2025 von einer um 16 GW geringeren Windkraftkapazität und einer um 22 GW höheren PV-Kapazität ausgegangen.

Eine Analyse der Ereignisse im Januar 2017, bei dem in den Regelzonen *Amprion* und *TransnetBW* ein temporärer Verlust der (n-1)-Sicherheit im Netzbetrieb zu verzeichnen war, führt zum Schluss, dass zwar ausreichend Erzeugungskapazitäten am Markt und in der Reserve bei den Netzbetreibern vorhanden waren, diese aber durch fehlerhafte Engpassprognosen so ungünstig verteilt waren und abgerufen wurden, dass Engpässe im Übertragungsnetz entstanden. Damit wäre möglicherweise ein ausreichender Transport von Erzeugungskapazitäten nach Süddeutschland gefährdet, was Einfluss auf die Versorgungssicherheit hätte. Um dieser Fragestellung nachzugehen, wurden in der vorliegenden Studie als Erweiterung Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die Untersuchung der Leistungsflüsse auf eine sichere Realisierbarkeit im Übertragungsnetz in Kombination mit der o. g. Aktualisierung der Stromerzeugungsleistungen stellen die wesentlichen Neuerungen dieser Studie dar.

Die konkrete Methodik sieht vor, dass in einem ersten Schritt auf Basis der aktuellen Erzeugungsdaten eine Marktsimulation, zunächst ohne Berücksichtigung von Reservekapazitäten und Übertragungsnetz, mit dem Ziel durchgeführt wird, für jede Stunde des Jahres 2025 zu untersuchen, ob eine Lastdeckung mit den vorhandenen Erzeugungsleistungen gewährleistet ist. Aufbauend auf den Ergebnissen der Marktsimulation wird im Rahmen der Leistungsflussanalyse überprüft, inwieweit die Erzeugungs- und Nachfragesituation mit ausreichender Sicherheit im Übertragungsnetz für das Jahr 2025 beherrschbar wäre. Abschließend wird die

Untersuchung um die statische Leistungsbilanz ergänzt. Hierbei werden die Energieversorgungssysteme in den Regionen Süddeutschland, Deutschland und ein Gesamtverbund aus Deutschland sowie Nachbarländer bis 2025 zu Zeitpunkten von Extremsituationen autark betrachtet.

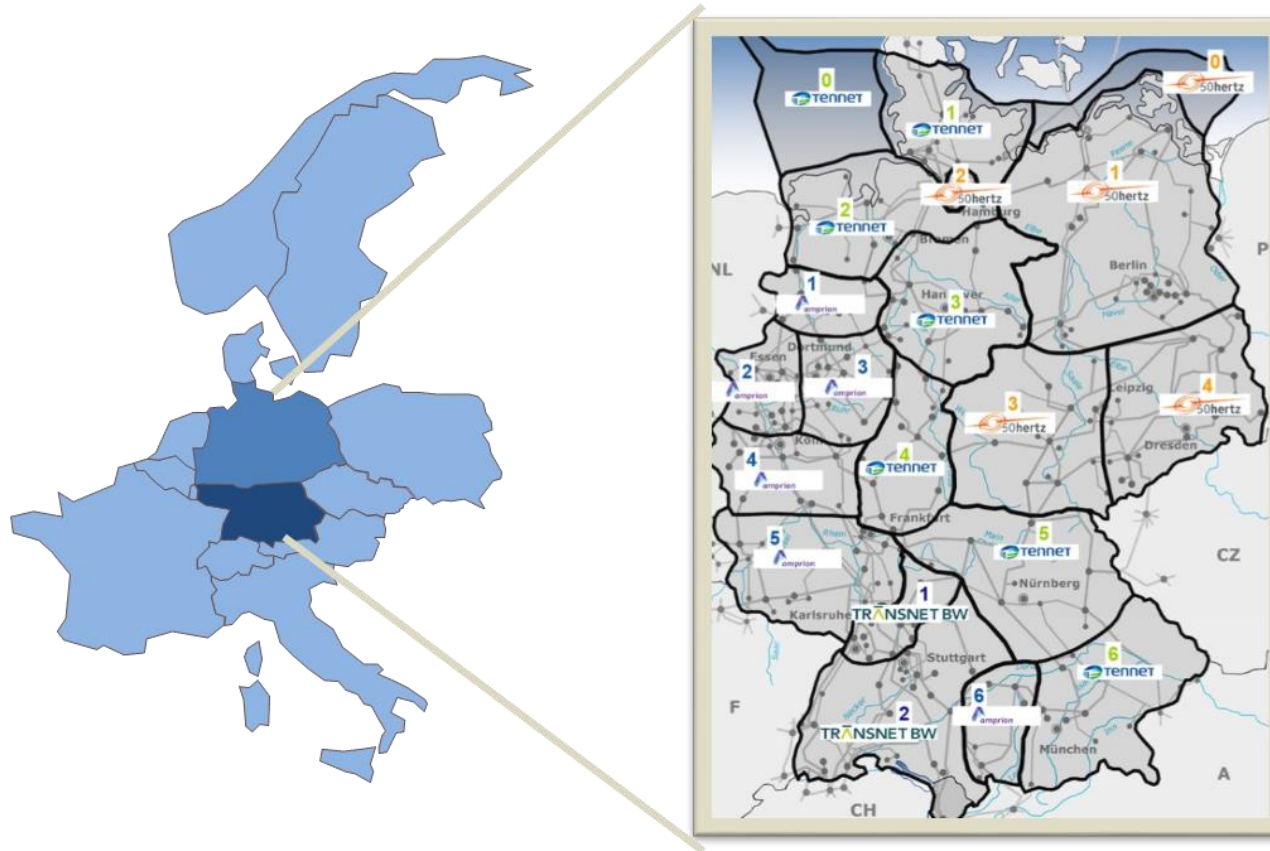
Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass es nur im „*Basisszenario mit beschleunigtem Kohleausstieg*“ und einer Variante von Wetter- und Lastjahr in drei Stunden des Jahres 2025 zu Deckungslücken von maximal 1,9 GW in zwei der achtzehn Netzregionen kommt. Allerdings wurden ggf. vorgehaltene Erzeugungskapazitäten aus Kapazitäts- und Netzreserve nicht berücksichtigt. Unter der Annahme, dass die ab 2019 kommende Kapazitätsreserve von 2 GW und ggf. die bereits heute verfügbare Netzreserve von 6,9 GW in 2025 weiter vorhanden wären, kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass die Lastdeckung erreicht werden kann.

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse der Leistungsflussberechnungen, dass in allen betrachteten Szenarien und Varianten die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie Engpassmanagementmaßnahmen, bestehend unter anderem aus Einspeisemanagement und Redispatchmaßnahmen bzw. Aktivierung von Netzreservekraftwerken, voraussichtlich ausreichen, um das Übertragungsnetz in Situationen mit Kapazitätsknappheiten (n-1)-sicher betreiben zu können. Die vorliegenden Ergebnisse sind bezüglich ihrer Aussagekraft auf den Fokus der Versorgungssicherheit in diesen Situationen beschränkt und können von der realen Umsetzung des Engpassmanagements durch die Übertragungsnetzbetreiber abweichen, da beispielsweise von Prognosefehlern und Koordinationsproblemen abstrahiert wird. Die spezielle Situation im Januar 2017 ist auf Maßnahmen zurückzuführen, die damals durch Prognosefehler bei den zu erwartenden Engpässen verursacht wurden und sich im Verlauf der Situation als nicht geeignet herausstellten, um einen sicheren Netzzustand zu erreichen. Zudem kann die Studie keine Aussage zu den Leistungen aus Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement, die für die (n-1)-Sicherheit in anderen Situationen – beispielsweise bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien – benötigt werden, treffen.

Ergänzend kann mit der statischen Leistungsbilanz geschlussfolgert werden, dass Süddeutschland bei einer autarken Betrachtung bereits heute ein Bilanzdefizit von 9,1 GW (ohne Berücksichtigung von Kapazitäts- und Netzreserven) aufweist und auf Stromimporte aus Norddeutschland und ggf. den Nachbarländern bzw. die Kapazitätsreserve angewiesen ist. Ab 2019 werden sowohl Süddeutschland als auch Gesamtdeutschland bei einer autarken Betrachtung von der Sicherheitsbereitschaft von 2,7 GW und der Kapazitätsreserve von 2 GW oder im Gesamtverbund von Importen aus dem benachbarten Ausland abhängig sein. Mit Hilfe der Netzreserve in heutiger Höhe kann die eigenständige Versorgung beider Regionen bis 2022 verlängert werden. Ein Einsatz der Netzreserve wäre bereits ein Jahr früher, in 2019 notwendig, sollte die Kapazitätsreserve mit Verzögerung zur Verfügung stehen. Der beschleunigte Kohleausstieg verschärft die Bilanzdefizite für beide Regionen, die für diesen Fall im Jahr 2025 in Süddeutschland eine Höhe von 16 GW und in Gesamtdeutschland eine Höhe von 17,9 GW erreichen werden. Für den Gesamtverbund aus Deutschland und den Nachbarländern (inklusive Schweden, Norwegen und Italien) besteht keine Gefahr einer Unterdeckung bis 2025. Die Bilanzüberschüsse sinken allerdingst stark ab und erhöhen somit das Risiko, dass sich aus unvorhergesehenen Ereignissen kritische Situationen entwickeln können, weil die Reaktionsfähigkeit des Systems gegenüber der heutigen Situation mit Überkapazitäten abnimmt.

Anhang

A1. Bezeichnungen der Regionen des deutschen Übertragungsnetzes



Norddeutschland:

50Hertz 1-4

Amprion 1-4

TenneT 1-4

Süddeutschland:

Amprion 5+6

TransnetBW 1+2

TenneT 5+6

A2. Leistungsflussberechnung mittels Leistungsflussverteilungsfaktoren (PTDF)

Alle Netzknoten des detaillierten Netzmodells werden hierfür einer Region zugeordnet: Für Netzknoten außerhalb Deutschlands bedeutet dies eine Zuordnung jeweiligen Land, Netzknoten innerhalb Deutschlands werden der jeweiligen Region aus der Marktsimulation zugewiesen. Dabei ist die Anzahl der Regionen höher als in der Marktsimulation, weil das Netzmodell auch Gebiete umfasst, die nicht von der Marktsimulation berücksichtigt werden, wie die iberische Halbinsel sowie Südosteuropa. Aus dem Referenzfall ergibt sich der Vektor der Wirkleistungsbilanzen $P_{R,0}$ der Regionen.

Außerdem werden alle Verbindungsleitungen zwischen zwei Regionen jeweils zu einem sogenannten Flowgate zusammengefasst. Die Übertragungsleistungen der Flowgates im Referenzfall, $P_{F,0}$, entsprechen der Summe aller Übertragungsleistungen der jeweils zusammengefassten Leitungen. Analog dazu entspricht die maximale Übertragungskapazität des Flowgates der Summe der maximalen Übertragungskapazitäten der einzelnen Leitungen.

Mittels der sogenannten Methode der PTDF („Power Transfer Distribution Factors“, Leistungsflussverteilungsfaktoren) wird ermittelt, wie sich die Leistungsflüsse über die Flowgates ändern, wenn die Bilanz einer Region verändert wird. Es ergibt sich eine PTDF-Matrix M_{PTDF} mit Leistungsflussverteilungsfaktoren, anhand derer die Leistungsflüsse P_F für veränderte Einspeisesituationen näherungsweise berechnet werden können:

$$P_F = M_{PTDF} \cdot (P_R - P_{R,0}) + P_{F,0}.$$

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation werden für jede Stunde des jeweiligen Szenariojahres die Bilanzen der Regionen ermittelt. Dies entspricht 8760 Vektoren $P_{R,MS}(k)$ der Länge 28 (Anzahl der Regionen in der Marktsimulation), wobei k der jeweiligen Stunde des Jahres entspricht. Die oben erwähnten, im Netzmodell enthaltenen aber von der Marktsimulation nicht abgedeckten Regionen wurden aus Sicht der Leistungsflussberechnungen als ausgeglichen angenommen ($P_{R,i} = 0$), so dass keine Leistungsflüsse über die Grenzen dieser Regionen auftreten.

Anhand der obigen Gleichung wird für jede Stunde eine regionalisierte Leistungsflussberechnung durchgeführt (Mitte der *Abbildung 4-1*). Eine knotenscharfe Netzberechnung ist nicht sinnvoll, da hierfür einerseits die aus der Marktsimulation nur regional aufgelösten Einspeisereihen auf die Knoten aufgeteilt werden müssten und andererseits die genaue Netztopologie bekannt sein müsste. Ein weiterer Vorteil ist, dass über eine Begrenzung der Auslastung der Flowgates in der Form

$$|P_F| \leq \alpha \cdot P_{F,max}$$

das (n-1)-Kriterium vereinfacht berücksichtigt werden kann, allerdings unter der Voraussetzung, dass die Regionengrenzen so gewählt sind, dass engpassgefährdete Leitungen in den Flowgates enthalten sind und nicht vollständig innerhalb einer Region liegen. Dies ist bei dem zugrundeliegenden 18-Regionen-Modell für Deutschland gegeben. Die im Flowgate verbleibende Kapazität stünde bei einem Leitungsausfall zur Verfügung, um die Leistungsflüsse zu übernehmen. Ein gängiger Wert für α , der auch im Rahmen dieser Studie verwendet wurde, ist 70%.

Es ergeben sich für jedes Szenario jeweils 8760 Vektoren $P_F(k)$ der Länge 59 (Anzahl der Flowgates zwischen den betrachteten Regionen).

Literaturverzeichnis

Agora 2016

GRAICHEN, P. et al., 2016. Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung) [Online]. Berlin: Agora Energiewende [Zugriff am: 19.06.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BDEW 2018

BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V., 2018. Kraftwerkspark in Deutschland. Aktueller Kraftwerkspark, Stromerzeugungsanlagen im Bau und in Planung, absehbare Stilllegungen konventioneller Kraftwerke [Online]. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Zugriff am: 26.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BET 2015

BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE FRAGEN UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH, 2015. NEMO IV, Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur [Online], Aachen [Zugriff am 18.09.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BFE 2017

BUNDESAMT FÜR ENERGIE, 2017. Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2016 [Online]. Bern: Bundesamt für Energie BFE [Zugriff am: 04.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BNetzA 2017a

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHN, (2017). Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) [Online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am: 15.03.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BNetzA 2017b

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHN, (2017). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019. und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse. [Online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am: 12.01.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BNetzA 2017c

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHN und BUNDESKARTELLAMT, (2017). Monitoringbericht 2017. Elektrizitätsmarkt – Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration [Online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt [Zugriff am: 03.07.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BNetzA 2018a

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHN, (2018). Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur [Online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am: 26.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

BNetzA 2018b

BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHN, (2018). Marktdaten visualisieren [Online] Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am: 03.07.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

Böing et al. 2017

BÖING, F. et al., 2017. Netzausbau vs. Netzoptimierende Maßnahmen [Online], Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67 (6), 2017, S. 72-76 [Zugriff am: 18.09.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

Borggreffe et al. 2014

BORGGREFFE, F. et al., 2014. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 - unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten [Online]. Stuttgart: Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg [Zugriff am: 26.09.2017]. Verfügbar unter: [Link](#)

Capros et al. 2016

CAPROS, P. et al., (2016). EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050 [Online]. Brüssel: Europäische Kommission [Zugriff am: 04.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

ENTSO-E 2016a

ENTSO-E AISBL, 2016. Datenpaket 2017-07-07 aus ENTSO-E MAF 2016 [Online]. Berlin: Neon Neue Energieökonomik GmbH [Zugriff am: 29.03.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

ENTSO-E 2016b

ENTSO-E AISBL, 2016. Ten Year Network Development Plan 2016. Executive Report [Online]. Brüssel: ENTSO-E AISBL [Zugriff am: 29.03.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

EnWG 2017

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist [Zugriff am: 04.07.2018]

Gils et al. 2015

GILS, H.C. et al., 2015. Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg [Online]. Stuttgart: Baden-Württembergische Landesministerium für Umwelt Klima und Energiewirtschaft [Zugriff am: 04.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

Gils et al. 2017

GILS, H.C. et al., 2017. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. In: Energy. 123, S. 173-188. Verfügbar unter: [DOI](#)

Gils et al. 2018

GILS, H.C. et al., 2018. Future security of power supply in Germany. The role of stochastic power plant outages and intermittent generation. In: International Journal of Energy Research. 42 (5), S. 1984-1913. Verfügbar unter: [DOI](#)

Markewitz 2016

MARKEWITZ, P., 2016. Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. 40 (3), S. 171-177. Verfügbar unter: [DOI](#)

NEP 2015

50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH, 2014. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019). Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber [Online]. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart: 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH [Zugriff am: 30.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

NEP 2019

50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH, 2018. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019). Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber [Online]. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart: 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH [Zugriff am: 04.04.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

UBA 2018

UMWELTBUNDESAMT, 2018. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017 [Online]. Dessau-Roßlau: [Zugriff am: 30.08.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

ÜNBs 2017

50 HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH, 2017. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020 [Online]. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart: 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH [Zugriff am: 12.02.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)

World Nuclear Association 2018

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2018. Nuclear Power in France [Online]. London: World Nuclear Association [Zugriff am: 15.06.2018]. Verfügbar unter: [Link](#)